

**MEJORA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA  
POSTERIOR A CONTINGENCIAS BASADO EN CONMUTACIÓN DE LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
MEJORA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA  
POSTERIOR A CONTINGENCIAS BASADO EN CONMUTACIÓN DE LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN**

**AUTOR:  
GUILLERMO ALEXANDER RODRÍGUEZ AZACATA**

**DIRECTOR:  
ING. DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

**Quito, Septiembre 2020**

Diego Francisco Carrión Galarza

**MEJORA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A CONTINGENCIAS BASADO EN CONMUTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Guillermo Alexander Rodríguez Azacata** (Y'1992-M'05). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Academia Militar Borja Nro.3” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en la mejora de los índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia posterior a una contingencia basándose en la conmutación óptima de líneas de transmisión y flujos óptimos de potencia.  
[grdriguez@est.ups.edu.ec](mailto:grdriguez@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Diego Francisco Carrión Galarza** (Y'1981-SM12). Se graduó en 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group).  
[dcarrion@ups.edu.ec](mailto:dcarrion@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR**

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*MEJORA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A CONTINGENCIAS BASADO EN CONMUTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN*” realizado por Guillermo Alexander Rodríguez Azacata, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., Septiembre de 2020



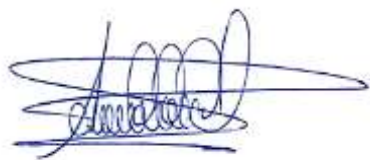
Ing. Diego Francisco Carrión Galarza  
C.C.: 1713703062

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Guillermo Alexander Rodríguez Azacata, con documento de identificación N° 172153225-5, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“MEJORA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A CONTINGENCIAS BASADO EN CONMUTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., Septiembre de 2020



Guillermo Alexander Rodríguez Azacata

C.C.: 1721532255

## 1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción .....	2
2	Marco teórico .....	5
2.1	Sistema de Transmisión de energía eléctrica .....	5
2.1.1	Diseño y configuración del sistema de transmisión .....	6
2.1.2	Análisis de contingencias en la red de transmisión .....	7
2.1.3	Metodología de Conmutación de Líneas de Transmisión .....	8
2.2	Índices de confiabilidad .....	10
2.2.1	Pérdida de carga LOLP .....	10
2.2.2	Pérdida de carga esperada LOLE .....	10
2.3	Evaluación de los índices de confiabilidad del sistema de potencia .....	11
2.3.1	Método de Montecarlo .....	11
2.4	Modelo de elementos del sistema de estudio para flujos de potencia .....	12
3	Modelos de resolución .....	12
3.1	Modelo de optimización .....	12
3.1.1	Modelo de flujos de Potencia para análisis de contingencias .....	12
3.1.2	Modelo para la conmutación de líneas de transmisión .....	14
3.2	Método de Montecarlo para la evaluación de índices de confiabilidad .....	16
4	Implementación del Modelo Matemático .....	17
4.1	Formulación del problema .....	17
4.2	Procedimiento de resolución .....	17
5	Análisis de resultados .....	19
5.1	Caso 1 .....	19
5.2	Caso 2 .....	22
6	Conclusiones .....	27
6.1	Trabajos futuros .....	28
7	Referencias .....	28
7.1	Matriz de Estado del Arte .....	33
7.2	Resumen de Indicadores .....	33

## 2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Etapas de la planificación del sistema eléctrico .	2
Figura 2. Conmutación de líneas de transmisión.	4
Figura 3. Principios para regular la transmisión.	6
Figura 4. Problemáticas de aplicación del OTS.	9
Figura 5. Esquemas para determinación de índices de confiabilidad.	19
Figura 6. Diagrama Unifilar IEEE 14 barras.	20
Figura 7. Diagrama unifilar IEEE 14 barras con las líneas a ser conmutadas.	20
Figura 8. Perfiles de voltaje por cada conmutación de líneas.	21
Figura 9. Potencias activas de generación por cada conmutación de líneas.	21
Figura 10. Potencias reactivas de generación por cada conmutación de líneas.	21
Figura 11. LOLP del sistema sin considerar las líneas a ser conmutadas.	21
Figura 12. LOLP del sistema conmutada la línea 17.	21
Figura 13. LOLP del sistema conmutada las líneas 17 y 12.	21
Figura 14. LOLP del sistema conmutada las líneas 17, 12 y 5.	22
Figura 15. LOLE según la conmutación de las líneas – Caso 1.	22
Figura 16. LOLP según la conmutación de las líneas – Caso 1.	22
Figura 17. Diagrama Unifilar IEEE 39 barras.	24
Figura 18. Diagrama Unifilar IEEE 39 barras con las líneas a ser conmutadas.	24
Figura 19. Perfiles de voltaje por cada conmutación de líneas.	25
Figura 20. Potencias activas de generación por evento de conmutación de líneas.	25
Figura 21. Potencias reactivas de generación por cada conmutación de líneas.	26
Figura 22. LOLP del sistema sin considerar las líneas a ser conmutadas.	26
Figura 23. LOLP del sistema conmutada la línea 28.	26
Figura 24. LOLP del sistema conmutada las líneas 28 y 30.	26
Figura 25. LOLP del sistema conmutada las líneas 28, 30 y 44.	26
Figura 26. LOLP según la conmutación de las líneas – Caso 2.	27
Figura 27. LOLE según la conmutación de las líneas – Caso 2.	27
Figura 28. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	36
Figura 29. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	37
Figura 30. Indicador de solución - Estado del arte.	37

### 3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Modelo de optimización para la óptima conmutación de líneas de transmisión. .....	18
Tabla 2. Datos de generadores. ....	19
Tabla 3. Datos de la red.....	19
Tabla 4. Datos de los nodos. ....	19
Tabla 5. Priorización de líneas a ser conmutadas. ....	20
Tabla 6. Valoración de LOLP y LOLE - Caso1.....	22
Tabla 7. Datos de generadores. ....	22
Tabla 8. Datos de la red.....	23
Tabla 9. Datos de los nodos. ....	23
Tabla 10. Priorización de líneas a ser conmutadas. ....	24
Tabla 11. Valoración de LOLP y LOLE- Caso 2.....	26
Tabla 12. Matriz de estado del arte .....	33



# MEJORA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A CONTINGENCIAS BASADO EN CONMUTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

## Resumen

Las redes que componen sistemas de transmisión son de gran importancia dentro del sistema eléctrico de potencia, ya que son los encargados de transmitir la energía producida desde los generadores hasta los centros de consumo, aspecto por el cual dichos sistemas deben tener altos índices de confiabilidad. Sin embargo, ante contingencias y fallas en los sistemas eléctricos de transmisión, se debe reestablecer el mismo considerando una adecuada conmutación de red y el abastecimiento confiable a la demanda.

Por lo señalado, el presente trabajo de investigación tiene por objeto determinar la óptima conmutación de líneas de transmisión en sistemas de potencia la cual nos permite obtener una topología que maximice la confiabilidad posterior a la presencia de contingencias en el sistema eléctrico de potencia, permitiendo de esta manera determinar la secuencia adecuada para reconfigurar el sistema eléctrico disminuyendo la probabilidad de pérdida de carga y minimizando el desabastecimiento la demanda, garantizando que las variables eléctricas se mantengan dentro de niveles aceptables.

**Palabras Clave:** Flujos óptimos de potencia, confiabilidad, conmutación de líneas de transmisión, optimización, abastecimiento de la demanda.

## Abstract

Transmission systems are of great importance within the electrical power system, since they are responsible for transmitting the energy produced from those generated to the consumption centers, which is why these systems must have high reliability rates. However, in the event of contingencies and failures in electric transmission systems, the same reliable, adequate network switching and reliable supply on demand must be restored.

Therefore, the purpose of this research work is to determine the optimal switching of transmission lines in power systems, which allows us to obtain a topology that maximizes reliability after the presence of contingencies in the electrical power system, will depend on This way will determine the appropriate sequence to reconfigure the electrical system, reducing the probability of loss of load and minimizing the shortage of demand, guaranteeing that the electrical variables remain within acceptable levels.

**Keywords:** Optimal power flows, reliability, transmission line switching, optimization, supply of demand.

# 1 Introducción

Para cada una de las etapas del SEP, siendo estas: la generación; los sistemas de transporte, su planificación debe ser conjunta siendo esto un concepto primordial e inherente a la confiabilidad y seguridad; es decir que es de suma importancia contar con la el suministro continuo de energía eléctrica de manera ininterrumpida y con la mayor eficiencia hacia los usuarios finales y sus cargas [1].

Los estudios de planificación para la operación y expansión del sistema son indispensables y se basan en ciertos criterios de confiabilidad relacionados a políticas técnicas, económicas y ambientales, que se unifican en lineamientos básicos definiendo a las regulaciones para el sistema eléctrico [2], [3]. Por esta razón la planificación requiere de un cuidadoso análisis debido a que cada etapa del estudio involucra a los criterios mencionados que se resumen en la Figura 1, y además de que cada una de las decisiones involucran una afección a los recursos, a la economía en general y de las empresas eléctricas [4], [5].

En función del pronóstico del crecimiento de la demanda del sistema, la planificación debe definir estrategias que minimicen los costos independiente del período de análisis, y que permitan mantener el servicio, entonces es relativo cuando se habla de incremento de la demanda se asocia con aumento en la capacidad del sistema de potencia en cada una de sus etapas, o al estudio para el dimensionamiento de las unidades del sistema en dependencia de la demanda máxima predecible, en la generación este incremento simboliza el despacho de las diferentes unidades de generación en función de su disponibilidad o la construcción de nuevas unidades de generación lo que representa una gran inversión, el diseño en la distribución es

independiente y en su mayoría depende de las empresas de distribución, pero en cuanto al sistema de transmisión primero, la inversión es menor con respecto a la generación, y el diseño en lo que se refiere a la capacidad, como se mencionó, se basa en los límites de potencia de la demanda y se complementa su topología de acuerdo a la ubicación del área de generación para dirigirla hacia el sistema de distribución [6], [7].

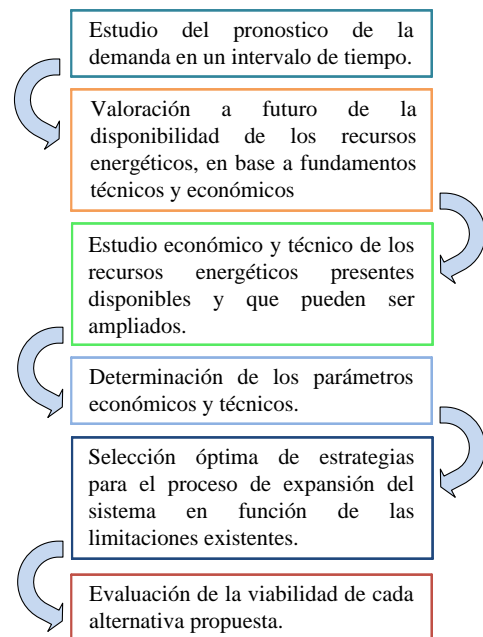


Figura 1. Etapas de la planificación del sistema eléctrico [8].

La seguridad y calidad son las características principales en el transporte de energía eléctrica que en niveles aceptables puede ser direccionada hacia los usuarios desde los centros de consumo. El diseño en base a la planificación de la infraestructura de los sistemas de transmisión yace inicialmente en conocer la demanda a ser abastecida y su crecimiento, lo cual permitirá determinar la potencia que debe soportar dicha infraestructura; y, una vez conocida la ubicación y potencia de los generadores a incluirse al sistema, se procede a definir la topología de red, la cual se expande en

función del crecimiento de la demanda o generación. Una vez definida la infraestructura de transmisión, la operación confiable de dicho sistema se garantiza realizando las simulaciones para lograr estabilidad en el sistema [9], [10].

Al igual que cada fase del sistema eléctrico, la red de transmisión está expuesta a interrupciones forzadas ocasionadas por fallas de diversos orígenes ya sea por un elemento en la infraestructura del sistema o por algún fenómeno de origen externo, lo que provocaría efectos sobre la estabilidad del sistema [11]; por ello una valoración frecuente e intensiva de la confiabilidad del sistema de transmisión es de suma importancia [12].

Es necesario indicar que los SEP en su conjunto son dinámicos lo que obedece a que la demanda eléctrica es una variable sumamente sensible de cambio constante en periodos de tiempo relativamente cortos; razón por la cual es necesario realizar los estudios que contemplen el comportamiento de la demanda, la infraestructura de transmisión y los generadores que permitirán el abastecimiento de la carga. En dichos estudios es necesario considerar los aspectos eléctricos que garanticen la operatividad normal del sistema, tomando en consideración índices de confiabilidad [13]–[15].

El estudio de la planificación en la transmisión se aplican dos tipos de métodos, los deterministas y probabilísticos, en cuanto tratamos de métodos tradicionales, los determinísticos se usan en el estudio de planificación, el análisis parte de diferentes acontecimientos donde se evalúa a los flujos de potencia en función de la inclusión de un gran número de contingencias de tipo  $n-1$  o  $n-k$ , estos criterios se definen considerando los escenarios de falla sobre uno o varios

elementos de la red de transmisión, así examinar los alcances del sistema para abastecer los requerimientos de potencia y energía, es decir se determina la confiabilidad del sistema en función del periodo de la planificación de corto o largo plazo [16], [17]. Los métodos probabilísticos brindan una mejor apreciación de la problemática del sistema generando índices íntegros de confiabilidad en función del rendimiento y de los diferentes escenarios, en conclusión, este método de confiabilidad evalúa la posibilidad de ocurrir una interrupción y la gravedad de la falla.

Es así como se puede definir que el uso tanto de los métodos probabilísticos como determinísticos permiten valorar la confiabilidad del sistema de transmisión, y al hablar de confiabilidad cada alternativa considerada debe demostrar su viabilidad al minimizar costos (operativos, de inversión, mantenimiento), pérdidas o energía no suministrada según sea el caso que corresponda al estudio [7].

En base a las problemáticas mencionadas que se direccionan al estudio del sistema de transmisión se resumen en dos: el comportamiento dinámico de la demanda del sistema eléctrico y las contingencias a las que está expuesto, en la actualidad se han emprendido estudios en la óptima conmutación de líneas de transmisión OTS (Optimal Transmission Switching), los cuales permiten ayudar en la planificación de los sistemas de transmisión considerando el comportamiento dinámico de la carga y así optimizar los recursos de generación y

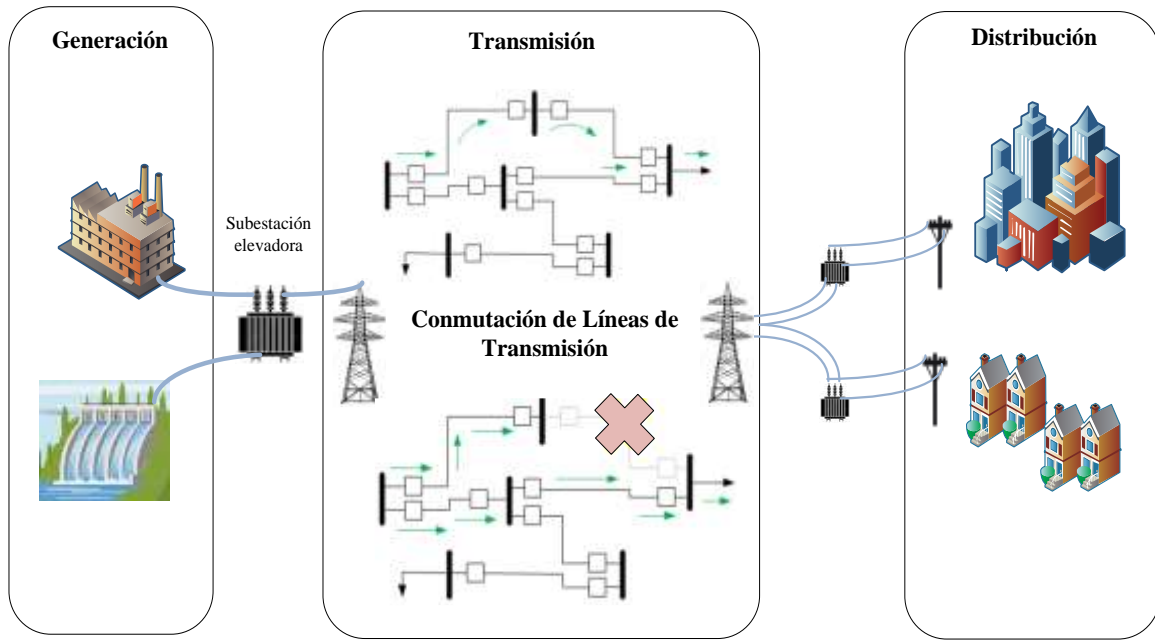


Figura 2. Conmutación de líneas de transmisión.

los asociados a la infraestructura o red eléctrica [18]; adicional con estudios de análisis de contingencias y el OTS como se ilustra en la Figura 2, se determina la conmutación de las líneas de transmisión ante perturbaciones o fallas, garantizando un nivel alto de confiabilidad del sistema [19], [20].

La OTS puede ser aplicada en diversos análisis enfocados a temáticas tales como: la planificación de la expansión del sistema de transmisión tomando en cuenta el comportamiento dinámico, seguridad, confiabilidad del sistema, la reducción del costo de producción de energía, disminución de la sobrecarga de las líneas, y uno de los aspectos fundamentales de la OTS que sirve de fundamento de este trabajo de investigación es determinar la conmutación de las líneas ante la ocurrencia de fallas o contingencias, para mantener al sistema bajo los parámetros de operación adecuados a nivel de voltaje, frecuencia, confiabilidad y seguridad [21]–[23].

En función a la problemática descrita, el presente artículo se enfoca en

cuantificar los índices de confiabilidad en el sistema de potencia cuando se enfrenta a una contingencia en base a la conmutación óptima de líneas de transmisión y flujos óptimos de potencia AC, alcanzando los objetivos de evaluación de la confiabilidad por índices probabilísticos según método Montecarlo y la determinación de la topología óptima del sistema de potencia que maximice la confiabilidad en base a la metodología óptima de conmutación de líneas de transmisión.

Sintetizando el contenido, de forma inicial se presenta un estudio sobre la metodología a aplicarse de forma general para la óptima conmutación de líneas de transmisión en sistemas de potencia y para incrementar los índices de asociados a la confiabilidad, de forma consecutiva a través de un modelo propuesto, se desarrolla el método de conmutación de líneas de transmisión por flujos óptimos de potencia AC, como técnica de optimización, dicho modelamiento consta de una variable binaria de control para la selección de líneas candidatas a conmutar y demás variables involucradas,

respetando las condiciones para la operatividad del sistema, tales como, los límites de potencia de generación, máximo número de líneas conmutadas, máximo flujo potencia por la línea, susceptancia, magnitud y ángulo del voltaje. El algoritmo descrito permite obtener un FOP para posteriormente evaluar índices de confiabilidad del SEP por el método de Montecarlo.

Para las simulaciones de los diferentes casos de estudio y escenarios planteados se considera al sistema de prueba IEEE de 14 y 39 barras en DigSilent Power Factory, mientras que la resolución del método Montecarlo se efectúa en Matlab y la optimización en GAMS, dichos sistemas permiten evaluar la robustez del modelo y determinar respectivamente aspectos concluyentes

El presente trabajo de investigación se encuentra ordenado de la siguiente forma: i) Sección 2 incluye un marco teórico dirigido a la OTS e índices de confiabilidad. ii) Sección 3 desarrolla el modelo a nivel matemático en que sustenta el desarrollo de los flujos óptimos de potencia y la evaluación de confiabilidad. iii) Sección 4 muestra la aplicación del modelo desarrollado. iv) Sección 5 exhibe los análisis a los resultados obtenidos y, en la sección final constan conclusiones relevantes y la propuesta de trabajos futuros.

## **2 Marco teórico**

### **2.1 Sistema de transmisión de electricidad**

Gran parte para el desarrollo social y económico parte de un eje fundamental que es la energía eléctrica, por este motivo es necesario que el sistema de potencia pueda asegurar el abastecimiento sin interrupción bajo ciertos niveles de calidad y seguridad.

La constitución de los SEP se fracciona en la etapa de producción de electricidad y la red asociada a la transmisión de esta energía eléctrica, dichas etapas enfrentan desafíos en su desarrollo debido al crecimiento progresivo de la demanda, a la vida útil de su infraestructura, a los aspectos económicos de inversión, al intento continuo de perfeccionar los índices de calidad e incrementar la confiabilidad y seguridad del sistema para los consumidores. Estos aspectos son indispensables cuando se pretende prever del suministro de energía en un medio y largo plazo, y así poder disponer de las instalaciones correspondientes y la planificación económica adecuada [24]–[26].

Con el afán de alcanzar niveles significativos de calidad y óptimos costos para la energía, es necesario hacer del mercado eléctrico un sector competitivo, para hacer alcanzable esta visión se realizan contratos comerciales entre los sectores autónomos del sector, donde las actividades de generación tanto como de distribución cumplen al ser segmentos competitivos, mientras que por regulaciones se maneja a la etapa de transmisión que es monopólica naturalmente, bajo esta condición se pretende hacer competitiva a la transmisión también, en el sentido de que exista un libre acceso de los generadores y consumidores a las redes mediante una estructura de tarifas que beneficien a todas las partes de forma justa e incentive a la operación, consumo y expansión [9].

Es así como la topología del sistema de transmisión se ha ido perfeccionando y expandiendo, interconectando el sistema eléctrico en función de los costos, ubicación o tecnología de la generación, extendiéndose hasta alcanzar a los usuarios finales, esta es la razón por la que el transporte de la energía es un eje

primordial en el desarrollo del mercado eléctrico.

La actividad de transmisión se realiza adecuadamente en función de aspectos técnicos y económicos proporcionados por los incentivos que la regulan y dan paso a que la transferencia de energía alcance niveles de confiabilidad y seguridad en el servicio adecuados, a un costo óptimo para los generadores y la demanda. Para alcanzar estos niveles en la red es necesario mantener una evaluación continua de confiabilidad debido a que la estructura del sistema de transmisión es susceptible a diversas fallas ocasionadas por una causa externa o de un componente propio de la red [7], y para mitigar estas contingencias se aplican técnicas, como la que se trata en el presente trabajo llamada conmutación de transmisión, basada en la exclusión estratégica de líneas de transmisión para mantener al sistema bajo parámetros apropiados de operación y un óptimo nivel de costos. Cuando se regula a la transmisión y sus costos es trascendental considerar ciertos principios para evaluarla, los cuales se describen en la Figura 3 [27]–[29].

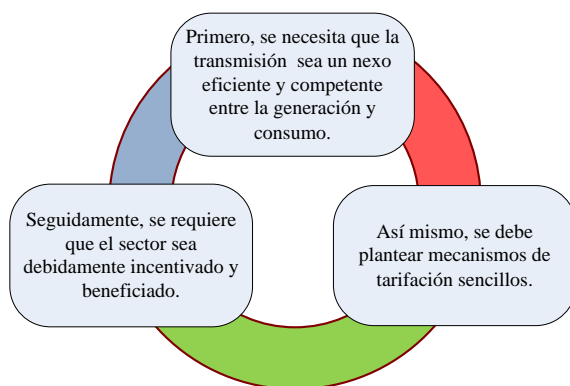


Figura 3. Principios para regular la transmisión.

Cabe resaltar la importancia de las características que rigen al sistema de transmisión y que hacen de él un mercado regulado al ser un monopolio, como una característica principal la distribución de energía se basa leyes físicas que dirigen a

los flujos de potencia más no siguen las directrices de un contrato, y otra de ellas es la economía de escala del sector por la reducción de costos asociados a la crecida de la capacidad de la línea, es decir que al incrementar el nivel de voltaje aumenta la capacidad y disminuye los costos de transmisión [11].

### ***2.1.1 Diseño y configuración del sistema de transmisión***

El fin principal de la transmisión es llevar el suministro eléctrico desde la etapa de generación a la de distribución para el consumo, este proceso requiere de un diseño previo y continuo que dependerá principalmente de la demanda que se va a abastecer, con este factor también se dimensiona el límite de cargabilidad de la red, otro factor es la ubicación tanto de las unidades de generación como de los consumidores, aspecto influente dado que a través de estos parámetros se diseña la topología de la red; estos dos puntos son considerados para llevar la planificación de operación del sistema, e igualmente dependiendo del crecimiento de la demanda, el sistema será lo suficientemente extenso para cubrirla siendo esta la razón de la planificación de expansión; por ende los estudios de planificación en todo sentido son indispensables para cumplir con una estabilidad en el sistema [28], [30].

A la planificación la constituyen herramientas técnicas, factores económicos, políticos y sociales, organizados estratégicamente establecidos en un plazo de tiempo para que el desarrollo del sistema de transmisión se desenvuelva óptimamente [31].

Los requisitos prácticos para la planificación de la red se detallan a continuación [32]:

- Se requiere definir un criterio (maximización, minimización, etc.) que se optimizará en la planificación.
- Se identifica las variables dinámicas involucradas y la flexibilidad de estas dentro de la planificación.
- La planificación en la transmisión y la generación no se las realiza simultáneamente, pero se necesita conocer si existe relación entre ellas.
- Cada opción dentro de la planificación requiere ser evaluada.
- Constantemente la red existente debe ser analizada e integrada al plan nuevo de estudio con el fin de optimizar su uso, la inversión futura y estructura de la red.
- Se debe considerar las nuevas tecnologías siempre que sean aplicables.
- La evaluación de criterios de calidad, de seguridad y confiabilidad, es indispensable.

Considerar todos estos puntos es de gran dificultad debido al desenvolvimiento independiente del mercado, también a las condiciones ambientales, la presencia suficiente de recursos y costos variantes, lo que hace de la planificación de transmisión un área de complejo estudio. Se establece un periodo dentro del cual se debe realizar la planificación de la manera más económica, debido a la extensión del sistema y las variables que involucran, para este proceso se aplican herramientas computacionales que actúan sobre las transferencias de energía eléctrica y evalúan los índices asociados a la confiabilidad frente a contingencias [33], [34]. Entorno a este planteamiento este artículo analiza alternativas ante la ocurrencia de fallas, el método a utilizar

es la conmutación de líneas de transmisión  $n-k$  obteniendo un despacho óptimo AC, el modelo que se propone realiza la reconexión línea a línea determinando la topología óptima del sistema y posteriormente a esta operación, para maximizar la confiabilidad dentro del modelo de planificación, se acude al método Montecarlo que mediante índices probabilísticos se evalúa la confiabilidad del sistema.

### ***2.1.2 Análisis de contingencias en la red de transmisión***

Las causas de las contingencias en la red de transmisión son de origen ambiental, ocasionadas por maniobras erradas de los operadores, debido a los límites en la capacidad de los elementos del sistema, estos eventos hacen a la red vulnerable y se vuelven un desafío para los operadores, que por medio de diversos métodos pretenden brindar el suministro eléctrico de manera confiable. En la actualidad la evaluación de los estándares de confiabilidad se basa en las acciones para mitigar las fallas  $n-1$  y  $n-k$  [35], [36].

Este análisis consiste en simular ciertas contingencias, retirando de operación  $n$ -elementos, para posteriormente proceder a efectuar las operaciones para restaurar el sistema a condiciones favorables para la operación, y abastecer a la demanda confiablemente, la acción en el presente trabajo será la conmutación de las líneas de transmisión. Por lo tanto, el empleo del análisis de contingencias es eficiente cuando es confiable la transmisión y óptima la planificación si el costo es mínimo en función de niveles aceptables de operación y a flujos óptimos de potencia.

### **2.1.2.1 Criterio N-1 para contingencias en la transmisión**

La contingencia n-1 sucede cuando se pierde el funcionamiento un solo equipo de la estructura del sistema, también es una restricción en el plan de optimización, y frente a ese evento el sistema no debe perder carga y poder recuperar su estabilidad. Una vez que se presenta la falla el sistema debe conservar su operación y en base a esta se puede, primero incorporar la posibilidad de la misma a las planificaciones de operación y expansión, y segundo realizar acciones de restauración como es la conmutación de transmisión para conseguir un flujo óptimo de potencia [37].

El criterio n-1 aparta el efecto en cascada de fallas, pero la realidad es que este evento forma parte de las contingencias que afectan al sistema de transmisión, razón por la cual se deriva un estudio de fallas en cascada para incrementar la seguridad y firmeza en la operación de la red de transmisión [17], [38].

### **2.1.2.2 Criterio N-k en caso de falla en la red de transmisión**

El criterio de contingencia n-k representa la pérdida simultánea de dos o más elementos de transmisión, frente a estas fallas el sistema debe mantenerse estable en función a la influencia de acciones complementarias; al igual que el criterio anterior permite llevar emprender la planificación y la evaluación de la confiabilidad del sistema, pero la diferencia con el criterio n-1 radica en permisibilidad frente a la pérdida de un porcentaje reducido de carga. Para el análisis ya sea de confiabilidad o para flujos óptimos, la contingencia n-k implica la pérdida de uno de los elementos del sistema, en este caso de la transmisión, para después realizar arreglos y seguidamente sucede la pérdida súbita de

otro elemento iniciando el efecto cascada esto representa esfuerzos técnicos y de inversión; las empresas operadoras deben estar preparadas no únicamente para fallas simples sino también para las dinámicas en cascada, la situación más crítica y real del sistema eléctrico [39].

Las contingencias de elementos múltiples abarcan más vulnerabilidades del sistema y para sobrellevarlas se ha recurrido a métodos probabilísticos, optimizaciones, limitaciones en la capacidad y metodologías que trabajan con la topología de la red, que a través de herramientas computacionales simulan y pretenden mitigar la pérdida de carga y tolerar las contingencias, en esto consiste el análisis de contingencias [40]. En base al texto desarrollado se concluye que las fallas n-k:

- Requieren un alto nivel computacional para análisis, como son los métodos probabilísticos de confiabilidad.
- La red enfrenta complejidad en su estructura.
- La posibilidad de operar dentro de los límites estables es lejana en función de la gravedad de la contingencia.
- La metodología para manejar este conjunto de contingencias es valiosa y debe ser eficaz.

### **2.1.3 Metodología de Conmutación de Líneas de Transmisión**

La red de transmisión idealmente se lo considera estático para estudios de minimización de costos, pérdidas, reestructuración, pero formalmente se conoce que el sistema es dinámico y una de las causas son las maniobras de los operadores, estos eventos afectan la topología con el fin de incrementar la capacidad de un segmento o controlar el



perfil de voltaje. El presente estudio implementa una de estas acciones para optimizar la red frente a contingencias, este método por medio de interruptores de manera automatizada provocan la activación o salida de una línea de transmisión a la vez, esta acción puede ocasionar la salida consecuente de una unidad de generación, este planteamiento es relevante debido a que satisface a la carga eficientemente, mejora el despacho y por ende costos [18], [41], [42].

En la planificación los estudios se desarrollan entorno a periodos largo plazo, donde se plantean técnicas que se basan en estimaciones para las respectivas inversiones, pero cuando se trata de disposiciones operativas que se condicionan en un periodo corto se consideran técnicas de planificación como es el caso presente direccionado al área de transmisión específicamente a las líneas [43], donde se modifican las redes de transmisión para optimizar el despacho más no se diseñan o añaden nuevas líneas, se trabaja con la estructura que temporalmente existe, son los beneficios de la conmutación optima de las líneas de transmisión o llamado OTS (Optimal Transmission Switching) [44]. A partir de esta operación se alcanza un flujo de potencia óptimo y fiable en torno a las condiciones temporales, para el caso de estudio presente puesto a prueba en los sistemas de transmisión IEEE agregamos la evaluación de la confiabilidad, que se basa en métodos probabilísticos (Montecarlo) de largo plazo, como es la perdida de carga y la perdida de carga esperada.

La óptima conmutación de líneas de transmisión en base a estudios como en [21], [45], [46], es un método de control que brinda la solución para varios problemas o contingencias que se especifican en la Figura 4.

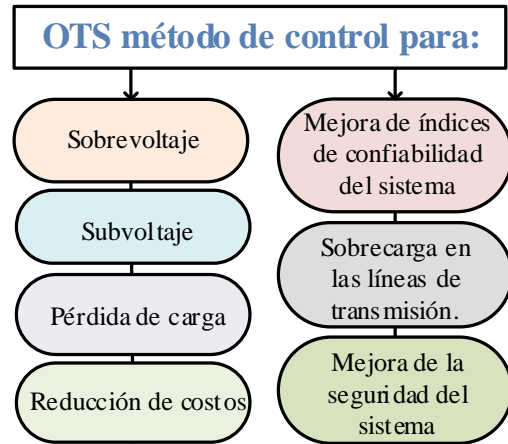


Figura 4. Problemáticas de aplicación del OTS.

La conmutación de líneas representa un beneficio económico, controla la dinámica de operación y la compensación de la red por ende la seguridad de esta, puede ser un método eficiente que pretende satisfacer la demanda, pero un significado más profundo es el efecto que tiene sobre la confiabilidad de la red en base a sus operaciones [47]. La OTS realiza operaciones de conexión y reconexión de líneas en función de la contingencia que se haya presentado y se analiza con flujos de potencia, como resultado genera una nueva topología optima la cual cumple con las restricciones del despacho económico para un beneficio económico y una valoración probabilística que tasa los niveles de confiabilidad de la topología renovada [44], [48]. La acción de la OTS de apertura o cierre de una línea de transmisión se realiza sobre líneas candidatas; es un problema estocástico que, frente a un evento como una contingencia ( $n-1$  o  $n-k$ ), el sistema no es capaz de abastecer por completo a la demanda, esto implica el determinar la cantidad de las líneas y el lugar en donde se deben activar o desactivar considerando no incumplir con los límites de capacidad del sistema, es necesario

realizar un análisis de confiabilidad antes y después de las acciones sobre las líneas para no afectar la estabilidad del sistema [49], [50].

## 2.2 Índices de fiabilidad o confiabilidad

Los índices de fiabilidad o de confiabilidad permiten valorar las afectaciones que tuvo el sistema de potencia durante una contingencia, manifiestan si un sistema es capaz de mantener la operación de manera ininterrumpida, cumpliendo con criterios de estabilidad. Normalmente se consideran tipos de criterios para la evaluación de los índices de fiabilidad o confiabilidad, asociados a la topología del sistema, la complejidad de la contingencia y de que tan profundo es la evaluación de confiabilidad requerida, el primer criterio es el determinista y el segundo el probabilístico [51].

El índice de margen reserva y el valor de la unidad de generación más grande, son cálculos de tipo deterministas y en la evaluación de confiabilidad no muestran una visión del comportamiento dinámico del sistema. Los índices estocásticos: de probabilidad de pérdida de energía (LOEP), de energía no suministrada (EENS), de probabilidad de pérdida de carga (LOLP), de pérdida esperada de energía (LOEE), son los más usados acompañados de los índices que se aplicarán en este caso de estudio, la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y de pérdida de carga esperada (LOLE) [52], en la evaluación de confiabilidad dan información explicativa de:

- Recurso disponible de los elementos de la estructura del SEP
- Reflejan disponibilidad en los componentes del sistema.
- En base a los índices se valida la topología del sistema.

- Evalúa operativamente al sistema eléctrico.
- La tolerancia de la carga considerando la incertidumbre.
- Se conoce cómo se comporta la carga, etc.

Para el diseño y planificación los índices mencionados representan la adecuación y seguridad del sistema de potencia, son valores esperados en función de una variable aleatoria, es decir generan un enfoque probabilístico analítico y se estiman en base a aleatoriedad el comportamiento del sistema [50].

### 2.2.1 Pérdida de carga LOLP

Cuando la carga del sistema sobrepasa la capacidad disponible de generación sucede la pérdida de carga, es una probabilidad cuando se proyecta conocer el valor de la pérdida de carga en una extensión de tiempo. En detalle, se evalúa en base los días de un año en que la generación existente no alcance a abastecer el pico diario de demanda combinándola con la probabilidad de los estados de capacidad de generación [53].

El LOLP se puede calcular bajo la fórmula matemática:

$$LOLP = \sum_j P(C_j) \sum_j P(L_j) \quad (1)$$

Donde:

- $L$  Carga esperada.
- $C$  Capacidad disponible de generación.
- $j$  Días del año. (8760 días)

### 2.2.2 Pérdida de carga esperada LOLE

LOLE representa una de las mediciones estadísticas para la probabilidad de falla, donde se considera el desabastecimiento a la carga esperada. En otras palabras, este

índice define a un número esperado de horas en que la carga es de mayor capacidad que la generación disponible [54]. La ecuación que la define es:

$$LOLE = LOLP * T \quad (2)$$

Donde:

*LOLP* Probabilidad producción de potencia insuficiente.  
*T* Tiempo de carga continua anual.

### 2.3 Evaluación de los índices de confiabilidad del sistema de potencia

La evaluación continua e intensiva del sistema de energía proporciona una distribución de energía eléctrica segura y confiable dentro de niveles aceptables al usuario, es importante e imprescindible frente a la presencia inevitable de diferentes interrupciones forzadas en los elementos de la red [9].

Dentro de la planificación se analizan métodos deterministas de uso preferente en periodos de corto plazo, a diferencia de los métodos probabilísticos de confiabilidad considera interrupciones de mayor gravedad, es integral en la evaluación de índices ayudando a la toma de decisiones, y brindan una perspectiva adecuada del comportamiento del sistema. Dentro de la evaluación de confiabilidad probabilística el rendimiento es cuantificado a través de los índices descritos, se aplica en función del tiempo y permite comparar n-escenarios [7].

La confiabilidad se debe considerar en cada acción sobre el sistema, el método probabilístico facilita la definición de un diseño óptimo y de un modelo que agrega criterios de confiabilidad del SEP. En este análisis se realiza la óptima conmutación asociada a las líneas de transmisión, esta puede comprometer la confiabilidad del

sistema, por ejemplo si se desconecta una línea para optimizar costos y estabilizar las condiciones de operación, esta acción podría o no afectar a la confiabilidad, pero si seguidamente se presenta otra contingencia que altera nuevamente estructura del sistema, la salida de la línea de transmisión anterior necesariamente debe ingresar, esta acción puede mejorar la estabilidad del sistema pero puede afectarse a la confiabilidad, es por este motivo que el estudio de los criterios de confiabilidad son indispensables para elegir la mejor alternativa en relación con el método óptimo de selección de la topología de la red, de manera que no afecte la calidad del suministro de energía, es decir que directamente está relacionado con el buen rendimiento de los elementos del sistema [55]. Los métodos de evaluación son analíticos, enumeración de estados, técnicas de enjambre y los clásicos de valoración probabilística de confiabilidad son: el método de Márkov y la simulación de Montecarlo el que se centra en el modelo y se describe a continuación.

#### 2.3.1 Método de Montecarlo

La técnica probabilística Montecarlo, en base a contingencias producidas determina que los índices que evalúan la confiabilidad son resultado de una simulación que permite conocer el comportamiento del sistema de forma aleatoria. Montecarlo identifica los estados de análisis en base a muestras aleatorias y las válida hasta llegar a las tolerancias establecidas para el sistema, por ende, cada simulación de estado está ligada a flujos de potencia, despachos óptimos y condiciones de operación [56]; con los resultados se puede ya computarizar los índices descritos anteriormente.

La desventaja de la simulación de Montecarlo es el gran número de ensayos y tiempo que tarda su ejecución hasta alcanzar los límites de confiabilidad admisibles. Para sobrellevar esta desventaja es recomendable conocer estados previos del muestreo para mejorar la dependencia de la aleatoriedad, es decir que Montecarlo no toma en cuenta temporalidades de la modelación del sistema [57], [58].

Esta técnica se aplica en esta investigación ya que es capaz de medir la aleatoriedad tomando en cuenta los índices de confiabilidad (LOLP y LOLE), que van en dependencia de los flujos de carga sobre los cuales se simula.

## 2.4 Modelo de los componentes para simular FP

La simulación de FP yace en la consideración de sus elementos en función de datos técnicos y modelos basados en impedancias y reactancias para representar a líneas y demás elementos sujetos a análisis [59].

- *Generadores sincrónicos*: para flujos de potencia el generador se lo simboliza como una fuente que entrega potencia al sistema en función al nodo de conexión correspondiente.
- *Líneas de transmisión*: son un nexo entre una barra emisora y receptora, se representan con constantes distribuidas (impedancias y admitancias), las cuales dependen de características relacionadas con las líneas (capacidad, longitud, etc.)
- *Transformadores*: en su modelo más simple representa una impedancia que se extiende entre dos nodos.
- *Compensadores*: su representación depende de la función que se les otorgue, siendo inductores

consumiendo potencia reactiva o capacitores entregando potencia reactiva, respectivamente representan capacitancias o inductancias para flujos de cargas

- *Cargas*: para la simulación de FP se considera que una carga de potencia constante, compuesta tanto de potencia activa como de reactiva.

## 3 Modelos de resolución

### 3.1 Modelo para la optimización de FP

A fin de poder resolver un problema de flujos óptimos de potencia- FOP relacionado, se usará la siguiente modelación de ámbito matemático.

#### 3.1.1 Modelado de FP considerando contingencias

El FP permite determinar las variables de carácter eléctrico para un escenario de carga explícito, tomando en cuenta condiciones de operación en régimen permanente [60].

Para realizar el FP, de manera inicial se procede a definir los parámetros de la red, lo cual permite encontrar la dependencia de los elementos en la red del sistema a ser modelado mediante la matriz de admitancia del sistema, denominada “Ybarra”.

La construcción de la Ybarra se realiza usando las ecuaciones (3), (4) y (5). En tal sentido los elementos fuera de la diagonal principal de la matriz se conocen como la admitancia mutua ( $Y_{in}$ ) y se calcula mediante la ecuación (6), y su forma generalizada consta en la matriz (7); mientras que los elementos de la diagonal se denomina como admitancia propia se calcula a través de la ecuación (8), obteniendo así la matriz de admitancia propia.

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} - j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = B_{ij} + jB_{ij} \quad (3)$$

$$B_{ij} = -\frac{x}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (4)$$

$$G_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (5)$$

$$[Y_{in}] = -Y_{in} \angle \theta_{ij} \quad (6)$$

$$Y_{in} = \begin{bmatrix} 0 & -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & 0 & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & 0 & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} & 0 \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$[Y_{ii}] = \sum_{j=1}^N -Y_{in} \angle \theta_{in} \quad (8)$$

La matriz de admitancias es resultado de agrupar las matrices parciales antes mencionadas, en la ecuación (10) se indica de forma matricial de la matriz.

$$[Y_{ij}] = [Y_{in}] + [Y_{ii}] \quad (9)$$

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & 0 & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (10)$$

La ecuación (11) es empleada para determinar el voltaje de cada uno de los nodos.

$$V_i = V_i \angle \theta_i = |V_i| \cos \theta_i + j|V_i| \sin \theta_i \quad (11)$$

La interacción de la Ybarra y los voltajes nodales permiten determinar el balance de la potencia activa y reactiva por nodo del sistema, para ello se utiliza las ecuaciones (14) y (15).

$$\begin{bmatrix} I_{ij} & \cdots & I_{ij} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ I_{ij} & \cdots & I_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i Y_{ii} & -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -V_n Y_{in} & 0 & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} & V_i Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$I_i = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \dots Y_{in} V_n = Y_{ij} V_i + \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n, i \in N \quad (13)$$

$$P_i - Q_i = Y_{ii} V_i^2 + V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n, i \in N \quad (14)$$

$$P_i - jQ_i = |Y_{ii} V_i^2| \angle \theta_{ii} + \sum_{n=1}^N V_i Y_{in} V_n \angle (\theta_{in} + \delta_n + \delta_i), i \in N \quad (15)$$

Luego de efectuar el tratamiento matemático e identificar los parámetros asociados a la ecuación (15), es necesario definir la ecuación (16) y la ecuación (17), mismas que representan a los flujos de potencia activa y potencia reactiva que se trasladan desde un nodo inicial hacia los nodos contiguos.

$$P_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^N |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (16)$$

$$Q_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^N |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (17)$$

Con base a lo descrito, las ecuaciones (18) y (19) permiten efectuar el denominado balance de potencia en cada nodo, dichas ecuaciones contemplan la inyección y retiro de potencia.

$$\sum P g_i - \sum P d_i = P_i(V, \delta) \quad (18)$$

$$\sum Q g_i - \sum Q d_i = Q_i(V, \delta) \quad (19)$$

Donde:

$P_i$	Flujo de potencia activa del nodo i hacia los demás nodos adyacentes.
$Pg_i$	Potencia activa del generador ubicado en el nodo i.
$Pd_i$	Potencia activa de la carga ubicada en el nodo i.
$Q_i$	Flujo de potencia reactiva del nodo i hacia los demás nodos adyacentes.
$Qg_i$	Potencia reactiva del generador ubicado en el nodo i.
$Qd_i$	Potencia reactiva de la carga ubicada en el nodo i.
$V_i, V_k$	Voltaje en el nodo i y en el nodo k, respectivamente.
$\delta_i, \delta_k$	Angulo de voltaje en el nodo i y en el nodo k, respectivamente.
$g_{ii}$	ii-ésimo elemento de la matriz propia de conductancia.
$b_{ii}$	ii-ésimo elemento de la matriz propia de susceptancia.
$n$	Cantidad total de nodos del sistema.
$g_{ik}$	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia.
$b_{ik}$	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de susceptancia.

### 3.1.2 Modelo para la conmutación de líneas de transmisión

Usando el modelo descrito en el numeral anterior y efectuando las modificaciones correspondientes se procederá a modelar la continuación de líneas de transmisión para minimizar las pérdidas del sistema. A continuación, se detalla la modelación correspondiente.

#### 3.1.2.1 Función a minimizar

La función a resolver permite la minimización de las pérdidas del sistema eléctrico. La ecuación (20) expresa la función objetivo:

$$\min \sum_{j=1}^J Pg_j - \sum_{i=1}^K Pc_i \quad (20)$$

Donde:

$Pg_j$	Potencia activa del generador j
$Pc_i$	Potencia real de la demanda o carga situada en el nodo.
$j$	Cantidad de generadores
$i$	Cantidad de nodos del sistema

#### 3.1.2.2 Restricciones

El modelo de optimización a fin de lograr la óptima conmutación, a más de la función objetivo, se establecen un conjunto de restricciones que son necesarias, la cuales a continuación se figuran:

##### a. Balance nodal de potencia

Considerando las transferencias de potencia de un nodo a otro y las potencias que se inyectan y se retiran en cada nodo, se procede a determinar el balance nodal por cada potencia, cuyas ecuaciones se muestran a continuación:

$$P_{i,k}^e = V_i^2 \cdot g_{ii}^e - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^e \cos \delta_{ik} + b_{ik}^e \sin \delta_{ik}) \quad (21)$$

$$Q_{i,k}^e = -V_i^2 \cdot b_{ii}^e - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^e \sin \delta_{ik} - b_{ik}^e \cos \delta_{ik}) \quad (22)$$

Donde:

$P_{i,k}^e, Q_{i,k}^e$	Flujo de Potencia activa y reactiva que va del nodo i al nodo k en el sistema.
$g_{ik}^e$	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal del sistema
$g_{ii}^e$	ii-ésimo elemento de la matriz propia de conductancia nodal del sistema
$b_{ik}^e$	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de suceptancia nodal del sistema
$b_{ii}^e$	ii-ésimo elemento de la matriz propia de suceptancia nodal del sistema
$V_i, V_k$	Voltaje en el nodo i y en el nodo k.
$\delta_i, \delta_k$	Angulo de voltaje en el nodo i y en el nodo k.

**b. Restricción de FP para las líneas a conmutar**

Tomando en cuenta las líneas a conmutar y los FP que fluyen entre los elementos, se ocupa las leyes de Kirchoff, determinando las siguientes ecuaciones:

$$P_{i,k}^c = u_{i,k} \cdot [V_i^2 \cdot g_{ii}^c - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^c \cos \delta_{ik} + b_{ik}^c \sin \delta_{ik})] \quad (23)$$

$$Q_{i,k}^c = u_{i,k} \cdot [-V_i^2 \cdot b_{ii}^c - |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik}^c \sin \delta_{ik} - b_{ik}^c \cos \delta_{ik})] \quad (24)$$

Donde:

$P_{i,k}^c, Q_{i,k}^c$	Flujo de Potencia activa y reactiva que va del nodo i al nodo k para las líneas a ser conmutadas
$g_{ik}^c$	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal de las líneas a ser conmutadas
$g_{ii}^c$	ii-ésimo elemento de la matriz propia de conductancia nodal de las líneas a ser conmutadas
$b_{ik}^c$	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de susceptancia nodal de las líneas a ser conmutadas
$b_{ii}^c$	ii-ésimo elemento de la matriz propia de susceptancia nodal de las líneas a ser conmutadas
$V_i, V_k$	Voltaje en el nodo i y en el nodo k.
$\delta_i, \delta_k$	Angulo de voltaje en el nodo i y en el nodo k.
$u_{i,k}$	Variable binaria que permite determinar la línea a conmutar

**c. Balance nodal de potencia**

Considerando las transferencias de potencia de un nodo a otro, incluyendo las líneas candidatas y las potencias que se inyectan y se retiran en cada nodo, se procede a determinar el balance nodal por cada potencia, cuyas ecuaciones se muestran a continuación:

$$\sum P g_j - \sum P d_i = \sum_{i=1}^n P_{ik}^e + \sum_{i=1}^n P_{ik}^c \quad (25)$$

$$\sum Q g_j - \sum Q d_i = \sum_{i=1}^n Q_{ik}^e + \sum_{i=1}^n Q_{ik}^c \quad (26)$$

Donde:

$P g_j, Q g_j$	Potencia activa y reactiva inyectada por el generador j
$P d_i, Q d_i$	Potencia activa y reactiva que toma la carga ubicada en el nodo i
$P_{ik}^e, Q_{ik}^e$	Flujo de Potencia activa y reactiva que va del nodo i al nodo k en el sistema
$P_{ik}^c, Q_{ik}^c$	Flujo de Potencia activa y reactiva que va del nodo i al nodo k para las líneas a ser conmutadas

**d. Niveles de voltaje**

Esta restricción toma en cuenta los niveles máximos y mínimos de las bandas de voltaje, a fin de que el sistema de potencia funcione de manera estable. Esta limitación se indica en la ecuación (27).

$$Vmin_i \leq V_i \leq Vmax_i \quad (27)$$

Donde:

$Vmin_i$ y $Vmax_i$	Voltaje mínimo y máximo en el nodo i del sistema
---------------------	--

**e. Restricción de los ángulos en los nodos**

La restricción de los ángulos permite que los ángulos en cada barra se encuentren dentro de un rango permisible para garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico. La ecuación (28) describe esta restricción:

$$\delta min_i \leq \delta_i \leq \delta max_i \quad (28)$$

Donde:

$\delta min_i$ y $\delta max_i$	Ángulo mínimo y máximo en el nodo i del sistema
---------------------------------	---

f. Límites de potencia de generación

El generador puede entregar energía al sistema sin superar los límites máximos de producción, cuya restricción se muestra a continuación:

$$Pgmin_j \leq Pg_j \leq Pgmax_j \quad (29)$$

$$Qgmin_j \leq Qg_j \leq Qgmax_j \quad (30)$$

Donde:

$Pgmin_j$ y $Pgmax_j$	Potencia activa mínima y máxima del generador j
$Qgmin_j$ y $Qgmax_j$	Potencia reactiva mínima y máxima del generador j

g. Restricción binaria

A fin de que el optimizador escoja la línea de transmisión a conmutarse, se establece la siguiente restricción usando variables binarias:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n u(i, k) = Nmax \quad (31)$$

Donde:

$u(i, k)$	Variable de binaria de selección
$Nmax$	Número máximo de líneas de transmisión a ser conmutadas.

Mediante la ecuación (31) se garantiza que el optimizador escoja el número de líneas de transmisión a ser reconectadas en el sistema eléctrico.

### 3.2 Método de Montecarlo para la evaluación de índices de confiabilidad

La fiabilidad o confiabilidad del SEP se centra en el uso del análisis de contingencias en el sistema, evaluando

principalmente la frecuencia la que ocurren dichos eventos. En tal sentido, la confiabilidad se sustenta sobre la teoría estadística o más conocida como teoría de probabilidades.

El método de Montecarlo aplicado a la evaluación de confiabilidad se basa en la simulación de eventos del tipo aleatorio a fin de obtener una cantidad significativa de resultados que permitan determinar patrones en el comportamiento del sistema eléctrico, los cuales pueden ser descritas mediante funciones de distribución de probabilidades aplicando la estadística, resultado de lo cual se hallan valores medios que se asocian a índices que evalúan la confiabilidad del sistema.

La simulación a ser usada en el presente estudio considera intervalos de tiempo, simulándolos cada uno de manera cronológica, para el efecto se toma en cuenta que el estado actual depende del anterior. A fin de lograr lo antes indicado se usará un método síncrono, el cual radica en considerar un intervalo fijo de tiempo y empezar la simulación en un estado, posterior se acrecienta el tiempo de simulación en la cantidad fija predefinida y se evalúa si ha acontecido algún evento. En el caso de haber ocurrido un evento, el sistema acoge este estado, si no se mostraron eventos se conserva su estado anterior. Este método síncrono es aplicable para sistemas eléctricos en los que los eventos ocurren cada cierto tiempo.

Por lo expuesto, la simulación a ser desarrollada obedece a un tipo secuencial, lo que conlleva a que los tiempos asociados a la salida y restauración del sistema se acumulan para determinar el tiempo total relacionado a la operación. La simulación es un proceso iterativo y se asocia a un determinado espacio de tiempo, en donde los estados operativos



que surgen son resultado de eventos aleatorios relacionados con la salida y restauración de los componentes, razón por lo cual, en cada uno de los estados operativos se determinan los puntos afectados por la ocurrencia de un evento en un componente.

Con base a lo citado, la simulación de Monte Carlo se usará para conocer el comportamiento aleatorio del sistema de generación para el abastecimiento de la carga considerando también la red del SEP. Finalizada la simulación, se procede a registrar el número de salidas que no permitieron el abastecimiento de la demanda y el tiempo relacionado a su indisponibilidad, lo cual proporcionará la información necesaria para el cálculo del LOLP y el LOLE. Dado que se necesita evaluar el comportamiento aleatorio, la simulación requiere de antemano conocer las distribuciones de probabilidad de los elementos.

La simulación será efectuada usando el software Matlab, a través del cual se registra los datos del sistema, incluyendo cada uno de los elementos, redes, generadores y cargas asociándose a éstos sus tasas de falla y restauración a fin de poder generar las funciones de probabilidad y determinar así los índices LOLP y LOLE.

## **4 Implementación del Modelo Matemático**

A fin de validar el modelo descrito en el numeral anterior de forma integral, se usará los SEP relacionados con los ejemplos de IEEE de 14 y 39 nodos. De forma inicial se procederá a usar el modelo de optimización, cuyos resultados servirán para evaluar los índices de confiabilidad a través del modelo de Montecarlo.

### **4.1 Formulación del problema**

Como se ha señalado, de forma preliminar se usará el modelo de optimización, el cual minimizará las pérdidas del sistema y estará sujeto a las restricciones de balance nodal, restricciones de bandas de voltaje, restricciones para los ángulos en los nodos y la restricción binaria a fin de determinar la conmutación de líneas.

Los límites de las restricciones de voltaje están entre 0.95 y 1.1, mientras que la banda límite de los ángulos se encuentran en el rango de  $\pm 40^\circ$ , valores establecidos en la regulación correspondiente.

Considerando las funciones asociadas a las restricciones y a la función objetivo, el problema de optimización a resolver corresponde a un problema de Programación no lineal que es entera y mixta, dicho modelo será resuelto usando el software GAMS.

Una vez concluido esta primera fase, en la segunda parte del estudio se procederá a realizar simulaciones de Montecarlo las que determinarán los índices relacionados a confiabilidad del sistema eléctrico, para el efecto dichas simulaciones serán realizadas mediante un programa elaborado en MATLAB, herramienta robusta que servirá para el modelado de confiabilidad de sistemas.

Para realizar las simulaciones de Montecarlo para realizar el estudio de confiabilidad del sistema, se utilizarán las tasas de reparación y las tasas de falla de cada componente del SEP. Los resultados obtenidos servirán para decidir acciones en la operación de SEP a fin de que sea confiable en el abastecimiento a la demanda.

### **4.2 Procedimiento de resolución**

El software GAMS garantizará la resolución del problema de optimización, mismo que mediante un proceso de la adquisición de datos del SEP, resolverá el

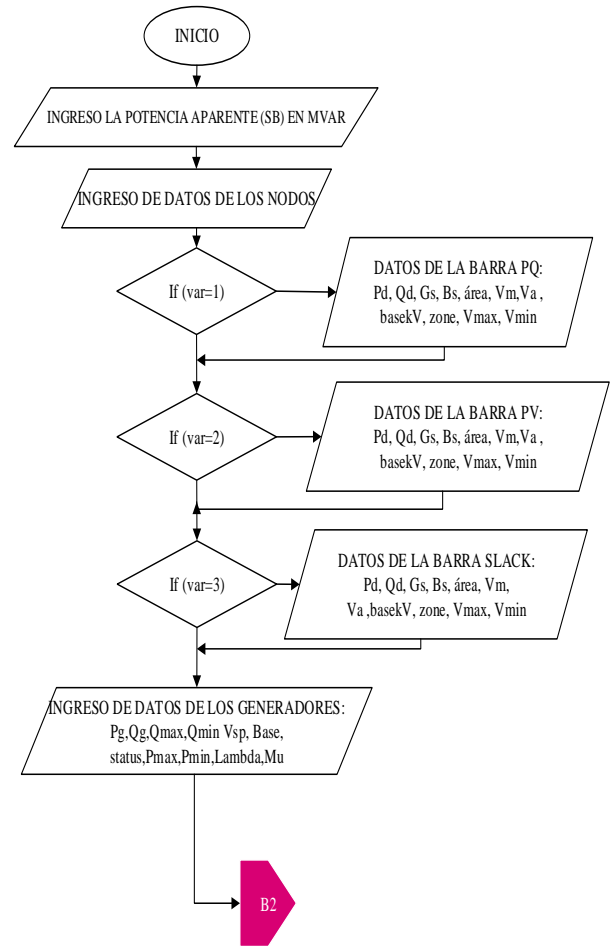
modelo de optimización, mediante un flujo óptimo de potencia, para así poder determinar los enlaces o líneas que se reconectarán en el SEP.

Como resultado del proceso de optimización, se obtendrá las líneas que deberán conmutarse para asegurar la operatividad del sistema en análisis, para el estudio se usarán los dos sistemas de análisis eléctricos propuestos de 14 y 39 nodos, respectivamente. Una vez obtenido las líneas a conmutarse, se determinará los parámetros eléctricos del SEP en análisis. La Tabla 1 indica el algoritmo planteado para la resolución.

Tabla 1. Modelo de optimización para la óptima conmutación de líneas de transmisión.

<b>Algoritmo MIC_ST_MC</b>	
<b>Paso 1:</b>	Adquisición de los datos del sistema eléctrico. $A=[Nc,Pmax,Pmin,Qmax,Qmin,a,b,c]$ $B=[Nin,Pd,Qd]$ $C=[Bini,Bfin,R,X,B/2]$
<b>Paso 2:</b>	Adquisición de datos de las líneas candidatas de reconexión. $D=[Nini,Nfin,R,X,B/2]$
<b>Paso 3:</b>	Set matriz de admitancias
<b>Paso 4:</b>	Set valores iniciales de las variables eléctricas.
<b>Paso 5:</b>	Problema de Optimización en GAMS Set Condiciones iniciales Set variable binaria $U_{ik} \in \{0,1\}$ Set Restricciones de Igualdad $\sum P_{gi} - \sum P_{di} = \sum_{i=1}^n P_{ik}^e + \sum_{i=1}^n P_{ik}^r$ $\sum Q_{gi} - \sum Q_{di} = \sum_{i=1}^n Q_{ik}^e + \sum_{i=1}^n Q_{ik}^r$ $\sum u(i,k) = Nmax$ Set restricciones de desigualdad $V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max}$ $\delta_{i,min} \leq \delta_i \leq \delta_{i,max}$ $P_{g,min} \leq P_g \leq P_{g,max}$ $Q_{g,min} \leq Q_g \leq Q_{g,max}$
<b>Paso 6</b>	Repetir Pasos 1-5 para cada uno de los 4 escenarios.
<b>Paso 7</b>	Análisis de resultados
<b>Paso 8</b>	Fin

Con los resultados obtenidos del modelo de optimización, se procede a realizar las simulaciones correspondientes a través del método de Montecarlo, como ya se ha citado estas simulaciones requieren usar parámetros probabilísticos que tienen relación con las tasas de restauración y tasas de falla de los componentes del SEP, la incorporación de estos parámetros ayudarán a la determinación de los índices relacionados con la confiabilidad llamados: i) Pérdida de energía esperada de carga (LOLE); y, ii) Probabilidad de pérdida de carga (LOLP) , para el efecto el algoritmo que usa el método de Montecarlo es el que se muestra a continuación:



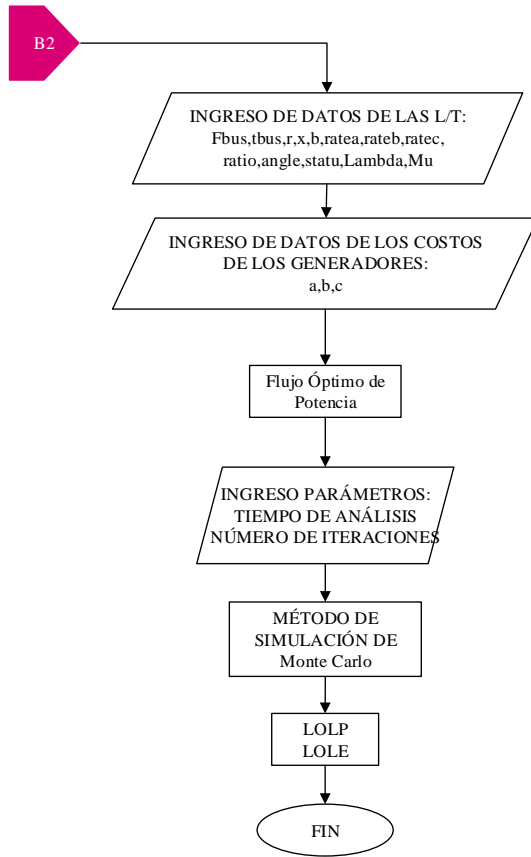


Figura 5. Esquemas para determinación de índices de confiabilidad.

Tabla 3. Parámetros de la red.

	Nini	Nfin	Rpu	Xpu	Bo
L1	1	2	0.01938	0.05917	0.0264
L2	1	5	0.05403	0.22304	0.0246
L3	2	3	0.04699	0.19797	0.0219
L4	2	4	0.05811	0.17632	0.0187
L5	2	5	0.05695	0.17388	0.017
L6	3	4	0.06701	0.17103	0.0173
L7	4	5	0.01335	0.04211	0.0064
L8	4	7	0	0.20912	0
L9	4	9	0	0.55618	0
L10	5	6	0	0.25202	0
L11	6	11	0.09498	0.1989	0
L12	6	12	0.12291	0.25581	0
L13	6	13	0.06615	0.13027	0
L14	7	8	0	0.17615	0
L15	7	9	0	0.11001	0
L16	9	10	0.03181	0.0845	0
L17	9	14	0.12711	0.27038	0
L18	10	11	0.08205	0.19207	0
L19	12	13	0.22092	0.19988	0
L20	13	14	0.17093	0.34802	0

Tabla 4. Parámetros de los nodos.

	Nc	Pd [MW]	Qd [Mvar]
n1	1	0	0
n2	2	21.7	12.7
n3	3	94.2	19
n4	4	47.8	-3.9
n5	5	7.6	1.6
n6	6	11.2	7.5
n7	7	0	0
n8	8	0	0
n9	9	29.5	16.6
n10	10	9	5.8
n11	11	3.5	1.8
n12	12	6.1	1.6
n13	13	13.5	5.8
n14	14	14.9	5

## 5 Análisis de resultados

El análisis de resultados consistirá en la evaluación de los métodos asociados aplicados los SEP de prueba que se han mencionado para cada caso de estudio.

### 5.1 Caso 1

Este caso considera la modelación del SEP de IEEE de 14 nodos, cuyos datos y parámetros se describen a continuación:

Tabla 2. Datos de generadores.

	Nodo de Conexión	P. Max (MW)	Q. Min (Mvar)	Q Max (Mvar)
G1	1	400	-240	240
G2	2	80	-60	60
G3	3	80	-60	60
G4	6	80	-60	60
G5	8	80	-60	60

El diagrama unifilar del sistema se muestra a continuación:

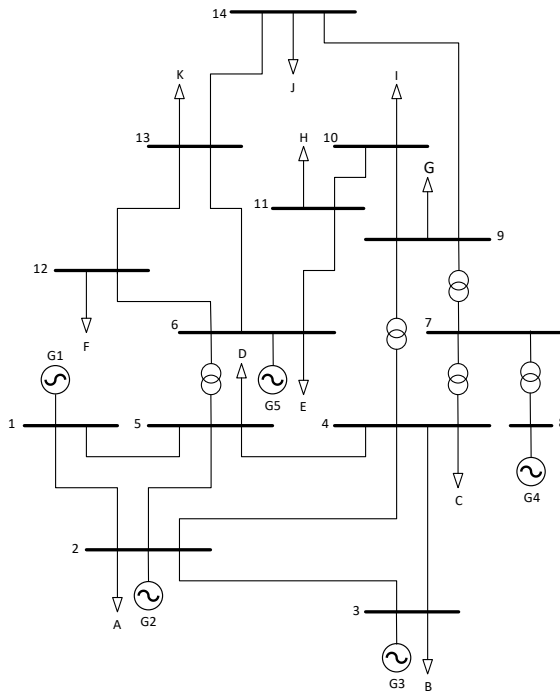


Figura 6. Diagrama Unifilar IEEE 14 barras.

Para este caso se generan tres análisis que permitirán evaluar los efectos de la conmutación de líneas, tanto dentro del ámbito operativo como en la evaluación de los índices de confiabilidad.

A fin de poder determinar las posibles conmutaciones de las líneas, en primera instancia se determina los enlaces con mayor cargabilidad resultado de los flujos de potencia en estado normal, los enlaces escogidos corresponderán a las líneas candidatas para la conmutación, en tal sentido, para este caso, en la figura siguiente se presenta el diagrama unifilar del SEP con las líneas candidatas a ser conmutadas.

Las líneas candidatas serán ingresadas paulatinamente, su selección e ingreso se sujetará a los resultados que arroje el modelo de optimización, por cada una de las conmutaciones se evaluará los parámetros técnicos al igual que los

índices de confiabilidad asociados a la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la pérdida de carga esperada (LOLE).

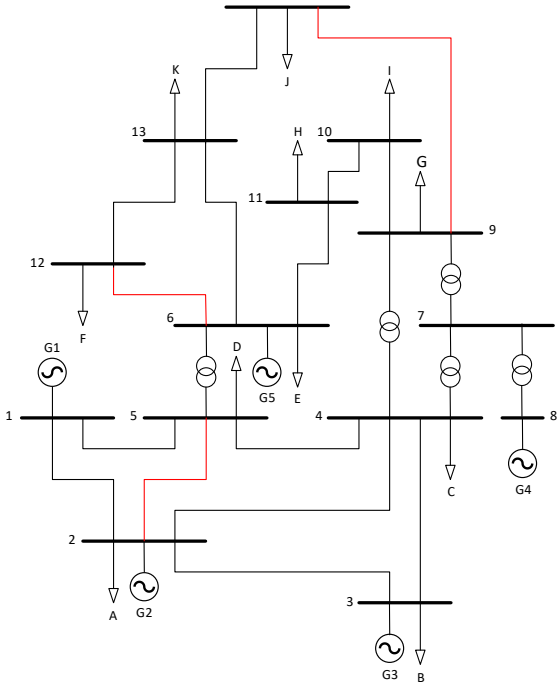


Figura 7. Diagrama unifilar IEEE 14 barras con las líneas a ser conmutadas.

Como resultado del proceso de optimización se establece la secuencia de reconexión o conmutación de las tres líneas candidatas cuyo orden se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 5. Priorización de enlaces a ser conmutadas.

Línea	Nin	Nfin	Prioridad
L 17	9	14	1
L 12	6	12	2
L 5	5	2	3

Con base a la selección sistemática de las líneas a conmutar, se ha determinado la afectación de las variables eléctricas, las cuales se muestra en las figuras siguientes:

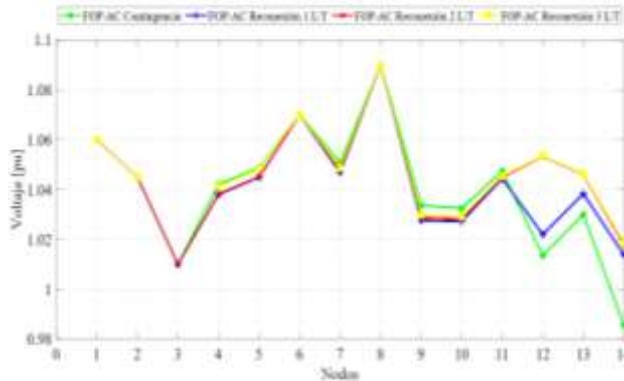


Figura 8. Perfiles de voltaje por cada conmutación de líneas.

La figura anterior muestra como el perfil de voltaje varía en función de la conmutación de las líneas de transmisión, de lo cual se concluye que al incorporando las líneas los voltajes se incrementan lo cual garantiza una operación adecuada del sistema eléctrico, aspecto que también se refleja en las potencias de generación cuyas figuras se muestran a continuación:

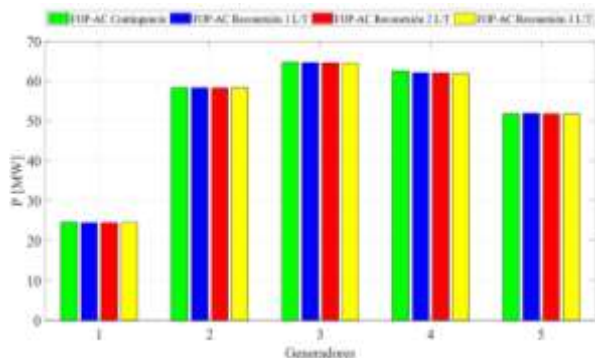


Figura 9. Potencias activas de generación por cada conmutación de líneas.

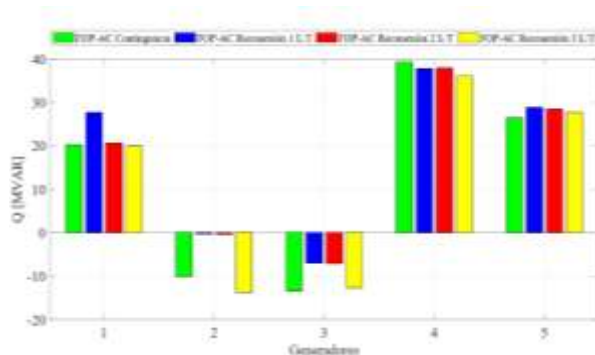


Figura 10. Potencias reactivas de generación por cada conmutación de líneas.

De lo mostrado en las figuras anteriores se denota que las conmutaciones de líneas readecuan las transferencias de potencia, particularmente en las potencias reactivas, lo cual repercute en la variación del voltaje en las barras. Así mismo, por cada conmutación se evalúa los índices de confiabilidad obteniendo las siguientes figuras.

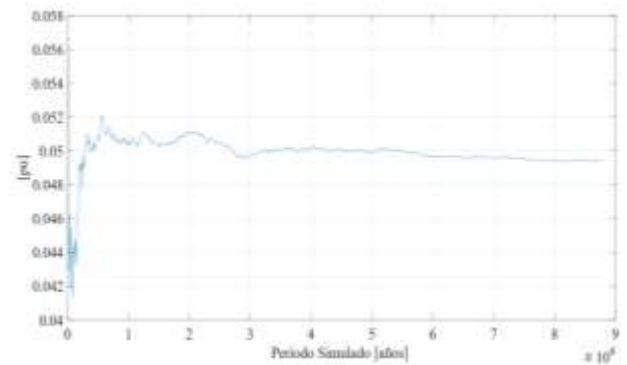


Figura 11. LOLP del sistema sin considerar las líneas a ser conmutadas.

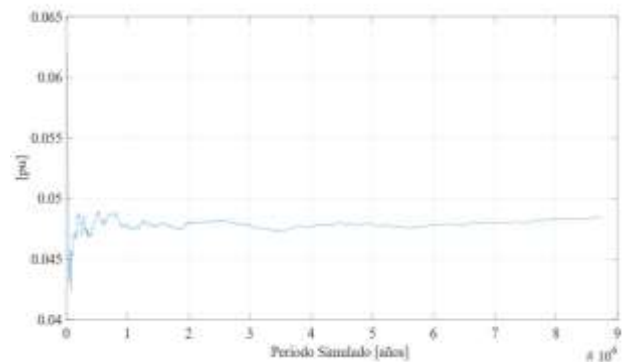


Figura 12. LOLP del sistema conmutada la línea 17.

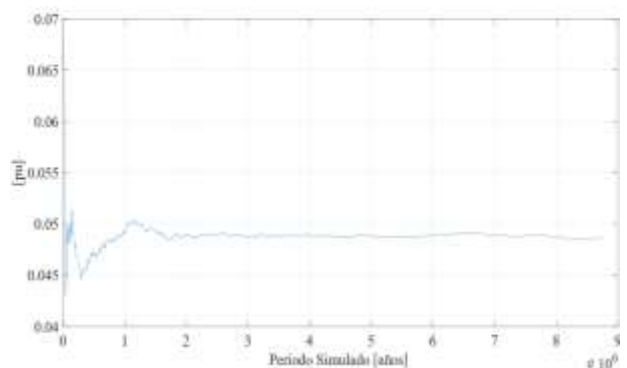


Figura 13. LOLP del sistema conmutada las líneas 17 y 12.

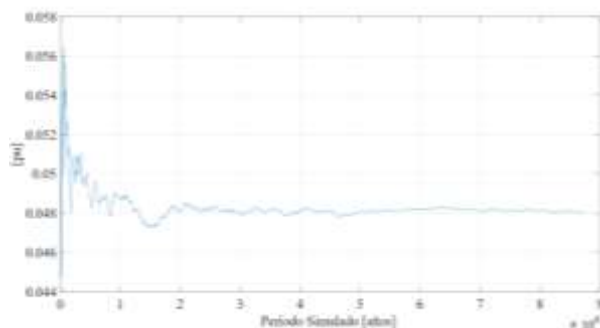


Figura 14. LOLP del sistema conmutada las líneas 17, 12 y 5.

Como se denota de las figuras anteriores, en función de la reconexión sistemática de las líneas candidatas, el LOLP se amortigua y se reduce, de lo cual concluye que la confiabilidad del sistema se incrementa, aspecto que también se denota en el decremento del LOLE, en la siguiente tabla se muestra los valores esperados de los índices asociados a la confiabilidad antes citados.

Tabla 6. Valoración de LOLP y LOLE - Caso1.

	LOLP (pu)	LOLE (h/año)
Contingencia	0.04932	432.06
Reconexión 1 L17	0.04892	428.53
Reconexión 2 L17-12	0.04847	424.60
Reconexión 3 L17-12-5	0.04828	422.97

A continuación, se muestra gráficamente los índices de confiabilidad de forma individualizada.

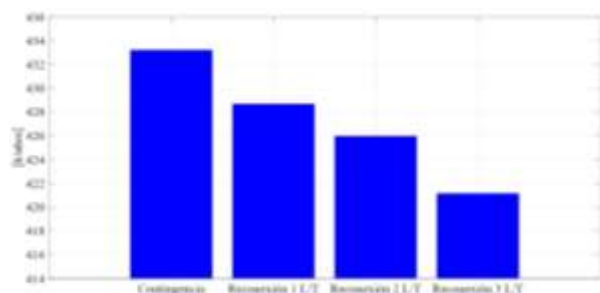


Figura 15. LOLE según la conmutación de las líneas – Caso 1.

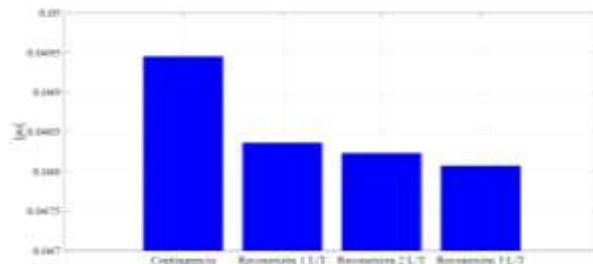


Figura 16. LOLP según la conmutación de las líneas – Caso 1.

Como ya se mencionó y de conformidad a lo mostrado en las figuras anteriores, se pudo observar que la adecuada conmutación de las líneas de transmisión permite incrementar los índices de confiabilidad y adicionalmente garantiza la operación de sistema mejorando los perfiles de voltaje y readecuación de los flujos de potencia inyectada por los generadores.

## 5.2 Caso 2

Este caso considera la modelación del SEP de la IEEE de 39 nodos cuyos parámetros se muestran a continuación:

Tabla 7. Parámetros de generadores.

	Nodo Conex.	P. Min (MW)	P. Max (MW)	Q. Min (Mvar)	Q Max (Mvar)
G1	39	0	9000	-8000	9000
G2	31	150	1000	-310	600
G3	32	200	900	-340	560
G4	33	200	970	-340	560
G5	34	70	555	-200	210
G6	35	200	800	-300	800
G7	36	150	895	-300	490
G8	37	150	895	-210	490
G9	38	250	900	-300	700
G10	30	0	900	-500	600

Tabla 8. Parámetros de la red.

	Nini	Nfin	Rpu	Xpu	Bo
L1	1	2	0.0035	0.0411	0.6987
L2	1	39	0.001	0.025	0.75
L3	2	3	0.0013	0.0151	0.2572
L4	2	25	0.007	0.0086	0.146
L5	2	30	0	0.0181	0
L6	3	4	0.0013	0.0213	0.2214
L7	3	18	0.0011	0.0133	0.2138
L8	4	5	0.0008	0.0128	0.1342
L9	4	14	0.0008	0.0129	0.1382
L10	5	6	0.0002	0.0026	0.0434
L11	5	8	0.0008	0.0112	0.1476
L12	6	7	0.0006	0.0092	0.113
L13	6	11	0.0007	0.0082	0.1389
L14	6	31	0	0.025	0
L15	7	8	0.0004	0.0046	0.078
L16	8	9	0.0023	0.0363	0.3804
L17	9	39	0.001	0.025	1.2
L18	10	11	0.0004	0.0043	0.0729
L19	10	13	0.0004	0.0043	0.0729
L20	10	32	0	0.02	0
L21	12	11	0.0016	0.0435	0
L22	12	13	0.0016	0.0435	0
L23	13	14	0.0009	0.0101	0.1723
L24	14	15	0.0018	0.0217	0.366
L25	15	16	0.0009	0.0094	0.171
L26	16	17	0.0007	0.0089	0.1342
L27	16	19	0.0016	0.0195	0.304
L28	16	21	0.0008	0.0135	0.2548
L29	16	24	0.0003	0.0059	0.068
L30	17	18	0.0007	0.0082	0.1319
L31	17	27	0.0013	0.0173	0.3216
L32	19	20	0.0007	0.0138	0
L33	19	33	0.0007	0.0142	0
L34	20	34	0.0009	0.018	0
L35	21	22	0.0008	0.014	0.2565
L36	22	23	0.0006	0.0096	0.1846
L37	22	35	0	0.0143	0
L38	23	36	0.0005	0.0272	0
L39	23	24	0.0022	0.035	0.361

L40	25	26	0.0032	0.0323	0.513
L41	25	37	0.0006	0.0232	0
L42	26	27	0.0014	0.0147	0.2396
L43	26	28	0.0043	0.0474	0.7802
L44	26	29	0.0057	0.0625	1.029
L45	28	29	0.0014	0.0151	0.249
L46	29	38	0.0008	0.0156	0

Tabla 9. Parámetros de los nodos.

	Nc	Pd [MW]	Qd [Mvar]
n1	1	0	0
n2	2	0	0
n3	3	322	2.4
n4	4	500	184
n5	5	0	0
n6	6	0	0
n7	7	233.8	84
n8	8	522	176
n9	9	0	0
n10	10	0	0
n11	11	0	0
n12	12	7.5	88
n13	13	0	0
n14	14	0	0
n15	15	320	153
n16	16	329	32.3
n17	17	0	0
n18	18	158	30
n19	19	0	0
n20	20	628	103
n21	21	274	115
n22	22	0	0
n23	23	247.5	84.6
n24	24	308.6	-92.2
n25	25	224	47.2
n26	26	139	17
n27	27	281	75.5
n28	28	206	27.6
n29	29	283.5	26.9

n30	30	0	0
n31	31	9.2	4.6
n32	32	0	0
n33	33	0	0
n34	34	0	0
n35	35	0	0
n36	36	0	0
n37	37	0	0
n38	38	0	0
n39	39	1104	250

El diagrama unifilar del sistema se muestra a continuación:

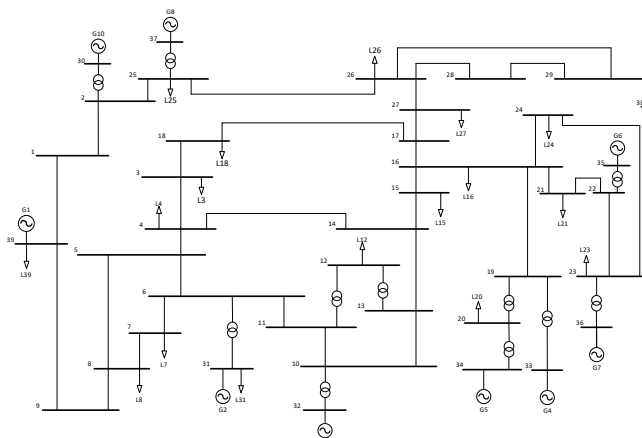


Figura 17. Diagrama Unifilar IEEE 39 barras.

Igual que para el caso anterior, se generan tres análisis que permitirán evaluar los efectos de la conmutación de líneas, tanto dentro del ámbito operativo como en la evaluación de los índices de confiabilidad.

A fin de poder determinar las posibles conmutaciones de las líneas, en primera instancia se determina los enlaces con mayor cargabilidad resultado de los flujos de potencia en estado normal, los enlaces escogidos corresponderán a las líneas candidatas para la conmutación, en tal sentido, para este caso, en la figura siguiente se presenta el diagrama del

sistema con las líneas candidatas a ser conmutadas.

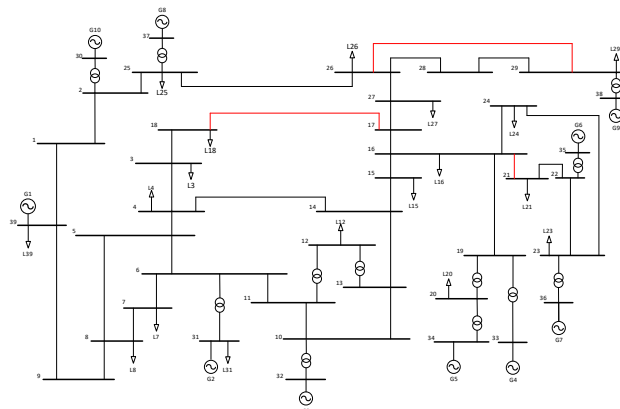


Figura 18. Diagrama Unifilar IEEE 39 barras con las líneas a ser conmutadas.

Las líneas candidatas serán ingresadas paulatinamente, su selección e ingreso se sujetará a los resultados que arroje el modelo de optimización, por cada una de las conmutaciones se evaluará los parámetros técnicos al igual que los índices de confiabilidad asociados a la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la pérdida de carga esperada (LOLE).

Como resultado del proceso de optimización se establece la secuencia de reconexión o conmutación de las tres líneas candidatas cuyo orden se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 10. Priorización de líneas a ser conmutadas.

Línea	Nin	Nfin	Prioridad
L 28	16	21	1
L 30	17	18	2
L 44	26	29	3

Con base a la selección sistemática de las líneas a conmutar, se ha determinado la afectación de las variables eléctricas, las cuales se muestra en la Figura 19.





Figura 19. Perfiles de voltaje por cada conmutación de líneas.

De la figura anterior se deduce algunos aspectos adicionales a comparación del primer caso de estudio, mismos que se señalan a continuación:

- Ante la contingencia en el sistema y por ende la desconexión de las líneas, la potencia reactiva tiene una variación importante, lo que provoca el incremento de los voltajes en el sistema, aspecto que debe ser observado por el operador de red a fin de identificar los puntos más sensibles de la red y establecer las medidas de corrección adecuadas, entre ellas podrían sugerirse la ubicación de reactores que eviten el efecto antes descrito.
- Posteriormente y al comenzar la reconexión de las líneas, se concluye que al ingresar la primera línea el sistema trata de regular la cantidad de potencia reactiva; sin embargo, todavía se mantiene los sobrevoltajes en el sistema, por lo cual es necesario continuar con la reconexión de las líneas adicionales.
- A partir de la reconexión de la segunda línea el sistema trata de recuperar la condición normal de operación, lo que conlleva a que los sobrevoltajes que se generan en la contingencia se minimicen y se encuentren dentro de un rango aceptable.

- Con la reconexión de la última línea el sistema vuelve a tener su configuración topología original y como se muestra en a figura, los voltajes se encuentran dentro de un rango que garantiza una adecuada operación del SEP.
- Finalmente, como se concluye que, a partir de la barra 30 hasta la barra 39 los voltajes se mantienen en sus niveles originales, lo cual es correcto dado que en estos nodos se conectan generadores cuyo voltaje está establecido, es decir que dichas barras son categorizadas como PV, en tal sentido a pesar de que ocurra una contingencia los generadores adecuaran su potencia a fin de garantizar los voltajes establecidos.

De lo anterior se concluye que al incorporar las líneas resultado de la conmutación, los voltajes se estabilizan dentro de un rango adecuado, lo cual garantiza una operación del sistema eléctrico, así también la conmutación obliga la reasignación de la potencia del sistema lo cual se muestra en la Figura 20.

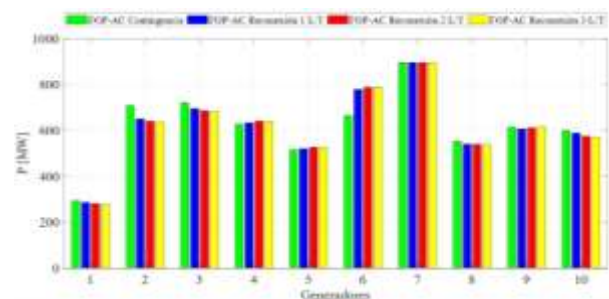


Figura 20. Potencias activas de generación por evento de conmutación de líneas.

De la Figura 20, se observa que la potencia real entregada por las fuentes de generación tiene una variación mínima la cual tiene por objeto de compensar las pérdidas de las líneas que se han conmutado y adicional garantizar el abastecimiento a la demanda.

En contraposición a lo descrito anteriormente, la potencia reactiva producida por los generadores sufre una variación significativa la cual está enfocada a nivelar los voltajes nodales; y, adicional garantizar el abastecimiento de la carga considerando la incorporación de las líneas conmutadas, lo mencionado se presenta en la figura siguiente.

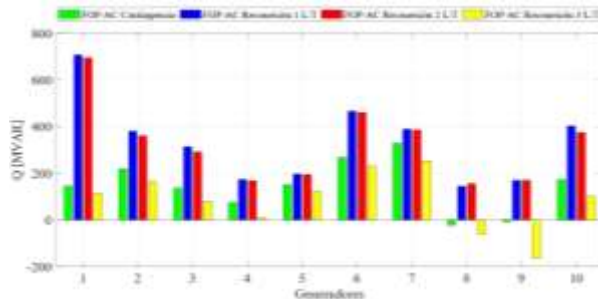


Figura 21. Potencias reactivas de generación por cada conmutación de líneas.

De lo mostrado en las figuras anteriores se denota que las conmutaciones de líneas readecuan la entrega de potencia en el sistema, particularmente en las potencias reactivas, lo cual repercute en la variación del voltaje en las barras, garantizando la operación confiable del sistema, en tal sentido a continuación, se muestra los índices de confiabilidad por cada conmutación.

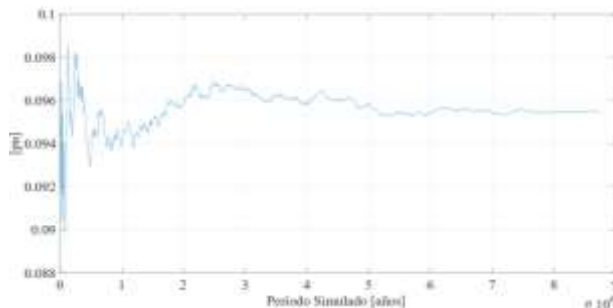


Figura 22. LOLP del sistema sin considerar las líneas a ser conmutadas.

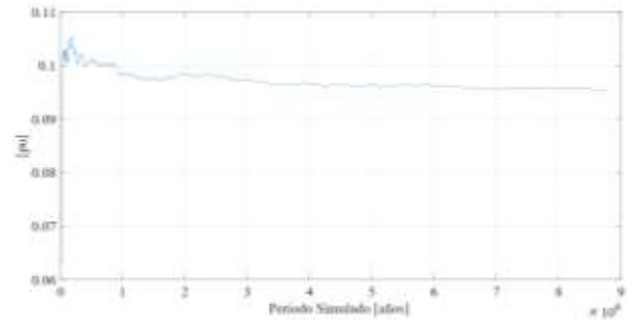


Figura 23. LOLP del sistema conmutada la línea 28.

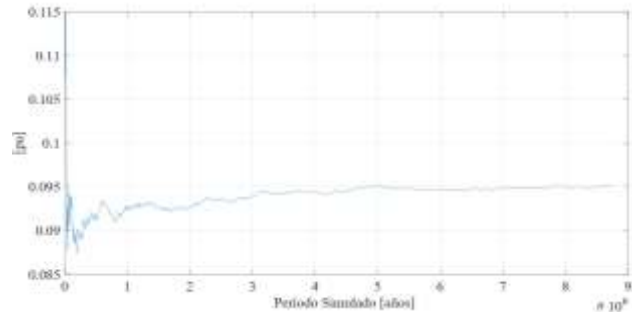


Figura 24. LOLP del sistema conmutada las líneas 28 y 30.

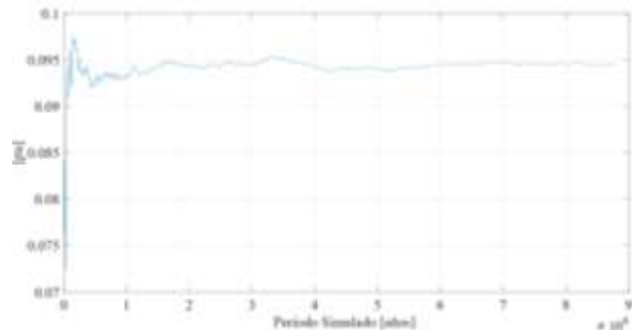


Figura 25. LOLP del sistema conmutada las líneas 28, 30 y 44.

La reconexión sistemática de las líneas candidatas permite una amortiguación del LOLP, incrementando la confiabilidad lo cual también se refleja en el LOLE, en la tabla que sigue se presenta los valores esperados de estos índices.

Tabla 11. Valoración de LOLP y LOLE- Caso 2.

	LOLP (pu)	LOLE (h/año)
Contingencia	0.09535	432.06
Reconexión 1 L28	0.09498	428.53
Reconexión 2 L28-30	0.09478	424.60
Reconexión 3 L28-30-44	0.09456	422.97

A continuación, se muestra gráficamente los índices de confiabilidad de forma individualizada.

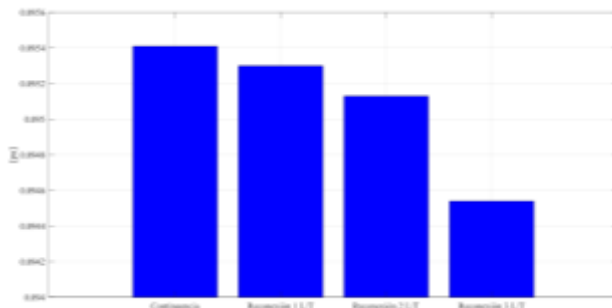


Figura 26. LOLP según la conmutación de las líneas – Caso 2.

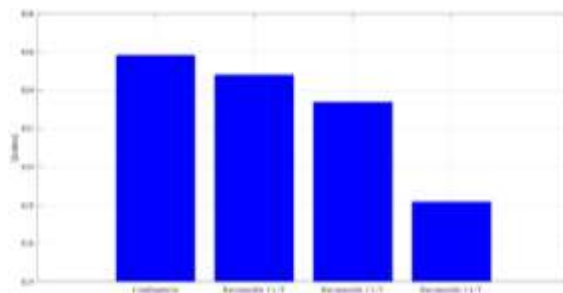


Figura 27. LOLE según la conmutación de las líneas – Caso 2.

De las figuras mostradas, se ratifica que la óptima conmutación de las líneas de transmisión permite incrementar los índices de confiabilidad y adicionalmente garantiza la operación de sistema mejorando los perfiles de voltaje y readecuación de potencia inyectada por las fuentes de generación.

## 6 Conclusiones

Del análisis efectuado en el estudio y considerando los resultados derivados de los casos evaluados, se exponen los aspectos siguientes

- El presente trabajo elabora y resuelve un modelo de optimización para determinar la topología de red de transmisión óptima y la salida de

generación para cumplir con el abastecimiento de demanda para dos sistemas de estudio uno de 14 nodos y otro de 39 nodos. De los resultados mostrados, se determina que se pueden lograr grandes mejoras en la operatividad y confiabilidad del sistema optimizando la red de transmisión, ingresando las líneas de forma secuencial bajo las condiciones operativas del sistema.

- Considerando los dos casos de estudio, se colige que bajo una condición contingencia, la óptima conmutación de las líneas permiten la readecuación de las potencias entregadas y que fluyen en los enlaces, lo que conlleva a un mejoramiento de los perfiles de voltaje e implícitamente se reducirá las pérdidas en el sistema.
- Como parte del presente trabajo se ha efectuado el análisis de confiabilidad evaluando el LOLP y LOLE para cada caso y por cada escenario de conmutación de líneas, de lo cual se concluye que ambos índices se redujeron cuando se van reconectando óptimamente las líneas y reestableciendo la topología inicial, por tal razón la probabilidad de falla del sistema de generación es baja, es decir, que la cantidad de fallas en el sistema de generación será mínima entre más reconexiones se efectúen de manera óptima.
- Los resultados obtenidos se basan en modelaciones independientes, en primer lugar, se usa la modelación para resolver el óptimo el despacho de generación tomando en cuenta las líneas conmutadas; y, posteriormente se usa el método de Montecarlo para determinar los índices de confiabilidad sean estos el LOLP y LOLE.

## 6.1 Trabajos futuros

El análisis efectuado en este trabajo constituye el marco general para investigaciones futuras relacionadas a las siguientes temáticas:

- Modelos de optimización que permita determinar la afectación en los costos el abastecimiento ante la óptima conmutación de las líneas del sistema de transmisión.
- El análisis es el primer paso para poder efectuar un estudio, el cual ayudará a encontrar las mejores alternativas de inversión en el sistema de transmisión.
- Dado que las contingencias se generan en períodos pequeños de tiempo, se sugiere realizar un análisis dinámico que permita evaluar otros índices de estabilidad de las variables eléctricas.
- De los resultados obtenidos, es recomendable efectuar más investigaciones, en particular en la determinación de las áreas de confiabilidad y la asignación de costos, lo que proporcionará más información sobre las posibilidades de que las redes controlables sean más flexibles y permitan satisfacer la creciente demanda.

## 7 Referencias

- [1] I. Wangensteen, A. Botterud, and N. Flatabø, "Power System Planning and Operation in International Markets — Perspectives From the Nordic Region and Europe," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 93, no. 11, 2005.
- [2] S. Binato, M. V. F. Pereira, and S. Granville, "A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 235–240, 2001.
- [3] R. Romero and A. Monticelli, "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 373–380, 1994.
- [4] G. I. Samorodov, T. G. Krasilnikova, R. A. Yatsenko, and S. M. Zilberman, "An Analytical Method for Reliability Evaluation of Two Interconnected Power Systems," *IEEE Conf.*, pp. 9–14, 2006.
- [5] D. Carrion, A. Ayo, and J. W. Gonzalez, "Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model," *Proc. - 2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2019*, pp. 361–365, 2019.
- [6] A. Botterud, D. Marija, and I. Wangensteen, "Optimal Investments in Power Generation Under Centralized and Decentralized Decision Making," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 254–263, 2005.
- [7] M. Li, S. Kolluri, and S. Agarwal, "Probabilistic Reliability Assessment of Entergy transmission system," *2018 IEEE Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst.*, pp. 1–5, 2018.
- [8] A. Covarrubias, "La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos," *J. Electr. Syst. Inf. Technol. IAEA*, p. 64, 1980.
- [9] E. Neudorf *et al.*, "Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studie," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1667–1675, 1995.

- [10] D. Carrion, J. W. Gonzalez, I. A. Isaac, G. J. Lopez, and H. A. Cardona, "Load Characterization Based on Voltage and Current Phasorial Measurements in Micro-Grids," *Proc. - 2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2017*, vol. 2017-November, pp. 1–6, 2018.
- [11] G. L. Landgren, S. Member, and S. W. Anderson, "Data base for ehv transmission Reliability evaluation," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, no. 4, 1981.
- [12] K. Xie, B. Hu, and C. Singh, "Reliability Evaluation of Double 12-Pulse Ultra HVDC Transmission Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 1, pp. 210–218, 2016.
- [13] S. Xiao-qiang, W. Hao, B. Heng-yuan, W. Tian-hua, G. Ke, and W. Yan-min, "Study on the evaluation model and method of power transmission system reliability," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–5, 2015.
- [14] A. Sanchez and D. Carrion, "Modeling of the behavior power flow on transmission lines based on voltage and current synchronopasors," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2018.
- [15] P. Escudero and D. Carrión, "Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC," *Inge Cuc*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.
- [16] P. Vohra and R. Billinton, "Adequacy evaluation of the ieee reliability test system," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, no. 10, pp. 2649–2656, 1985.
- [17] K. W. Hedman *et al.*, "Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 1052–1063, 2010.
- [18] C. Barrows, S. Member, and S. Blumsack, "Optimal Transmission Switching Analysis and Marginal Switching Results," *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 1986, pp. 1–3, 2011.
- [19] G. Sclynder and H. Clavitsch, "Security enhancement using an optimal switching power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 2, pp. 674–681, 1990.
- [20] A. Masache and D. Carrión, "Conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias," *Rev. Politécnica*, vol. 15, no. 2, pp. 1–9, 2019.
- [21] W. Shao, S. Member, and V. Vittal, "Corrective Switching Algorithm for Relieving Overloads and Voltage Violations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1877–1885, 2005.
- [22] J. Pillajo and D. Carrión, "Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia mediante técnicas de conmutación en sistemas de transmisión," *Rev. Politécnica*, vol. 1, pp. 1–7, 2017.
- [23] A. Ramesh and L. Xingpeng, "Security Constrained Unit Commitment with Corrective Transmission Switching," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–6, 2019.
- [24] H. Rudnick, R. Palma, and J. Fernandez, "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 1125–1142, 1995.
- [25] R. D. Tabors, "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International

- Comparisons,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 206–215, 1994.
- [26] J. Palacios and D. Carrión, “Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión,” vol. 16, no. 2, 2020.
- [27] P. A. Achig and D. Carrión, “Compensación óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión mediante búsqueda armónica,” vol. 1, pp. 1–37, 2019.
- [28] H. Rudnick and J. Zolezzi, “Planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos,” *Rev. Politécnica*, pp. 1–3, 1999.
- [29] D. Carrión, E. Inga, J. W. Gonzalez, and R. Hincapié, “Optimal geographical placement of phasor measurement units based on clustering techniques,” *Proc. - 2016 51st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2016*, vol. 2017-January, pp. 1–6, 2016.
- [30] J. J. Paillacho and D. Carrión, “Planeación óptima de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión basado en optimización no lineal entera mixta,” pp. 1–48, 2019.
- [31] W. Dolega, “Selected Problems of Planning of Electric Power Network Infrastructure Development – the Case of Poland,” *IEEE Trans. Power Syst.*, 2015.
- [32] G. Latorre, S. Member, and J. M. Areiza, “Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, 2003.
- [33] R. Villasana, L. Garver, and S. Salon, “Transmission network planning using linear programming,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, no. 2, pp. 349–356, 1985.
- [34] D. Cruz and D. Carrión, “Ubicación Óptima De Dispositivos Facts En Redes Eléctricas De Transmisión Mediante Búsqueda Inteligente,” 2017.
- [35] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, 2004.
- [36] D. Santiana and D. Carrión, “Simulación de contingencias basados en flujos dinámicos de potencia para sistemas eléctricos de transmisión,” *Univ. Politécnica Sales.*, 2019.
- [37] M. Majidi-Qadikolai and R. Baldick, “Integration of N-1 Contingency Analysis With Systematic Transmission Capacity Expansion Planning: ERCOT Case Study,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 2234–2245, 2016.
- [38] D. F. Carrión Galarza and J. W. González Sánchez, “Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia,” *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, 2019.
- [39] N. Fan, R. Chen, and J. Watson, “N-1-1 Contingency-Constrained Optimal Power Flow by Interdiction Methods,” *IEEE Power Energy Mag.*, pp. 1–6, 2012.
- [40] Y. Jia, K. Meng, and Z. Xu, “N-k Induced Cascading Contingency Screening,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2824–2825, 2015.

- [41] K. W. Hedman, R. P. O. Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Optimal Transmission Switching With Contingency Analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1577–1586, 2009.
- [42] D. Carrión, G. T. E. Marcelo, J. W. González, I. Issac, G. J. López, and R. Hincapié, "Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución," no. January, 2017.
- [43] F. D. Galiana, D. T. Mcgillis, and M. A. Marin, "Expert Systems in Transmission Planning," *Proc. IEEE*, vol. 80, no. 5, 1992.
- [44] E. B. Fisher, R. Neill, and M. C. Ferris, "Optimal Transmission Switching," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1346–1355, 2008.
- [45] R. P. O. Neill, R. Baldick, U. Helman, M. H. Rothkopf, and W. Stewart, "Dispatchable Transmission in RTO Markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 171–179, 2005.
- [46] J. G. Rolim and L. J. B. Machado, "A study of the use of corrective switching in transmission systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 336–341, 1999.
- [47] J. Pilatásig and D. Carrión, "Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte," vol. 16, no. 2, 2020.
- [48] A. Khodaei, M. Shahidehpour, and S. Kamalinia, "Transmission Switching in Expansion Planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1722–1733, 2010.
- [49] X. Li, P. Balasubramanian, M. Sahraei-ardakani, M. Abdi-khorsand, K. W. Hedman, and R. Podmore, "Real-Time Contingency Analysis With Corrective Transmission Switching," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2604–2617, 2017.
- [50] M. Flores and J. F. Franco, "An Analysis of the Optimal Switching Problem in Transmission Systems," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol.*, pp. 0–4, 2017.
- [51] R. B. Prada, L. J. De Souza, and J. Lafitte Vega, "The need for voltage stability analysis in voltage-controlled buses," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 252–258, 2015.
- [52] D. Carrión, J. W. González, I. A. Issac, and G. J. López, "Optimal fault location in transmission lines using hybrid method," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2017*, vol. 2017-January, pp. 1–6, 2017.
- [53] NERC'S, "Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, no. March, pp. 8–20, 2011.
- [54] E. Preston and C. Barrows, "Evaluation Of Year 2020 IEEE RTS Generation Reliability Indices," *IEEE Trans. Power Syst.*, no. x, pp. 1–5, 2020.
- [55] D. Zuniga, J. Ruiz, N. Fan, F. Qiu, and J. Wang, "Reliable Power Grid Expansion Considering N -1-1 Contingencies," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2020.
- [56] C. Fernández, "Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión

- colombiano,” 2014.
- [57] N. Pindoriya, P. Jirutitijaroen, D. Srinivasan, and C. Singh, “Composite Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation and Least Squares Support Vector Classifie,” *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 3–6, 2011.
  - [58] J. Yinan, L. Ruiying, K. Rui, and H. Ning, “The Method of Network Reliability and Availability Simulation Based on Monte Carlo Yinan,” *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 2–4, 2012.
  - [59] P. Kundur, *Power System Stability And Control*. Toronto: McGraw-Hill, 1993.
  - [60] F. Mosquera and D. Carrión, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” vol. 16, no. 2, 2020.



## 7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 12. Matriz de estado del arte

MEJORA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA POSTERIOR A CONTINGENCIAS BASADO EN CONMUTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN																										
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Commutación de líneas de transmisión	Evaluación de Índices de confiabilidad	Operación del sistema de potencia	Análisis de contingencias	Flujos de potencia	Impacto de las contingencias en el sistema eléctrico	Afectación de la conmutación de líneas en el sistema eléctrico de potencia	Variación de los parámetros eléctricos por la conmutación de líneas	Despacho de las unidades de generación por conmutación de líneas	Análisis de los flujos de potencia del sistema considerando las contingencias	Evaluación de los estados de operación considerando su aleatoriedad	Niveles admisibles de operación de voltaje y potencia	Balances nodales de potencia	Selección óptima de la conmutación de líneas	Selección optima para la reconexión de líneas	Reasignación de potencia activa y reactiva en generadores del sistema	Determinación de parámetros eléctricos asociados a la conmutación de las líneas	Evaluación de los índices de confiabilidad por método de Montecarlo	Modelo de optimización que permite la conmutación de líneas	Despacho óptimo de unidades de generación ante la conmutación de líneas	Determinación de variables eléctricas ante la conmutación de líneas	Determinación de los índices de confiabilidad LOLP y LOLE	
1	2005	Power System Planning and Operation in International Markets.	28	✖			✖		✖				✖		✖	✖				✖						
2	2001	A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems	607		✖			✖	✖				✖		✖	✖										
3	1994	A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning	483	✖	✖				✖	✖	✖				✖	✖	✖			✖		✖		✖		
4	2006	An Analytical Method for Reliability Evaluation of Two Interconnected Power Systems	10		✖	✖		✖			✖	✖		✖		✖				✖		✖				✖
5	2005	Optimal Investments in Power Generation Under Centralized and Decentralized Decision Making	248			✖		✖			✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖			✖	✖				✖	
6	2018	Probabilistic Reliability Assessment of Entergy transmission system	1		✖		✖		✖				✖									✖		✖		✖
7	1995	Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studie	120		✖		✖				✖			✖	✖							✖	✖			✖
8	1981	Data base for EHV transmission reliability evaluation	29				✖			✖				✖	✖		✖					✖		✖		✖
9	2015	Reliability Evaluation of Double 12-Pulse Ultra HVDC Transmission Systems	28		✖		✖			✖					✖		✖					✖				✖
10	2016	Study on the evaluation model and method of power transmission system reliability	0	✖	✖		✖		✖	✖			✖	✖	✖	✖	✖	✖				✖	✖	✖		✖

11	2010	Adequacy evaluation of the ieee reliability test system	34				✗			✗				✗	✗		✗				✗				✗
12	2010	Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability	406		✗		✗			✗					✗		✗				✗	✗	✗		✗
13	2011	Optimal Transmission Switching Analysis and Marginal Switching Results	2	✗		✗			✗			✗		✗		✗	✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗
14	1990	Security enhancement using an optimal switching power flow	128	✗		✗		✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗		✗		✗	
15	2019	Conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias	0	✗	✗				✗	✗			✗		✗	✗	✗	✗	✗		✗		✗	✗	✗
16	2005	Corrective Switching Algorithm for Relieving Overloads and Voltage Violations	250			✗		✗	✗	✗			✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗		✗		✗
17	2017	Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia mediante técnicas de conmutación en sistemas de transmisión	0	✗	✗			✗		✗		✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗	✗	
18	2019	Security Constrained Unit Commitment with Corrective Transmission Switching	6	✗		✗		✗		✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗			✗	
19	1995	Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access	376			✗		✗		✗	✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗		✗		✗	✗	✗
20	1994	Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons	162		✗		✗			✗		✗		✗		✗				✗			✗		
21	2000	Planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos	19		✗	✗		✗	✗	✗		✗		✗		✗				✗			✗		
22	2015	Selected Problems of Planning of Electric Power Network Infrastructure Development – the Case of Poland	1	✗		✗	✗	✗	✗			✗		✗	✗	✗			✗	✗					
23	2003	Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning	844	✗		✗		✗	✗			✗			✗	✗			✗	✗			✗		
24	1985	Transmission network planning using linear programming	400	✗		✗		✗	✗			✗			✗	✗			✗	✗		✗	✗		✗
25	2004	Definition and Classification of Power System Stability	3161	✗	✗		✗		✗	✗			✗		✗							✗	✗		✗
26	2015	Integration of N-1 Contingency Analysis With Systematic Transmission Capacity Expansion Planning: ERCOT Case Study	47		✗		✗		✗	✗	✗		✗	✗	✗					✗	✗			✗	
27	2012	N-1-1 Contingency-Constrained Optimal Power Flow by Interdiction Methods	18		✗		✗		✗	✗	✗		✗	✗	✗					✗	✗			✗	
28	2014	N-k Induced Cascading Contingency Screening	31	✗				✗	✗				✗	✗		✗	✗				✗	✗		✗	
29	2009	Optimal Transmission Switching With Contingency Analysis	388	✗	✗			✗	✗			✗	✗	✗		✗	✗				✗	✗		✗	
30	1992	Expert Systems in Transmission Planning	65	✗		✗		✗	✗			✗			✗	✗			✗	✗		✗			✗
31	2008	Optimal Transmission Switching	490	✗	✗		✗			✗	✗	✗				✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	
32	2005	Dispatchable Transmission in RTO Markets	175	✗	✗		✗			✗	✗	✗				✗		✗	✗	✗	✗	✗		✗	
33	1999	A study of the use of corrective switching in transmission systems	153	✗		✗	✗		✗	✗	✗	✗				✗	✗		✗		✗	✗	✗		
34	2010	ransmission Switching in Expansion Planning	149	✗		✗		✗	✗						✗		✗	✗		✗	✗		✗		

35	2016	Real-Time Contingency Analysis With Corrective Transmission Switching	37		✖		✖		✖				✖	✖						✖	✖			✖	
36	2017	An Analysis of the Optimal Switching Problem in Transmission Systems	3	✖				✖	✖			✖	✖		✖		✖	✖					✖		
37	2015	The need for voltage stability analysis in voltage-controlled buses	8			✖	✖	✖	✖	✖					✖	✖	✖	✖		✖		✖	✖	✖	
38	2011	Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning	9				✖	✖	✖					✖			✖	✖	✖		✖	✖	✖	✖	
39	2018	Evaluation Of Year 2020 IEEE RTS Generation Reliability Indices	3	✖				✖	✖						✖	✖	✖	✖							
40	2020	Reliable Power Grid Expansion Considering N-1-1 Contingencies	0		✖		✖		✖	✖	✖		✖	✖	✖					✖	✖			✖	
41	2014	Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano	4	✖	✖		✖			✖	✖	✖					✖		✖	✖	✖	✖	✖	✖	
42	2011	Composite Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation and Least Squares Support Vector Classifie	54	✖	✖		✖	✖		✖	✖	✖	✖	✖			✖		✖	✖	✖	✖		✖	
43	2012	The Method of Network Reliability and Availability Simulation Based on Monte Carlo Yinan	9		✖	✖	✖	✖		✖	✖	✖	✖	✖			✖		✖	✖	✖	✖	✖	✖	
44	1994	Power System Stability And Control	24705	✖	✖		✖	✖		✖	✖	✖	✖	✖			✖		✖	✖	✖	✖		✖	
45	2019	Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model	3								✖		✖												
46	2019	Planeación óptima de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión basado en optimización no lineal entera mixta	0			✖					✖		✖											✖	
47	2020	Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión State of the art transmission expansion planning	0				✖	✖	✖					✖			✖	✖	✖		✖	✖	✖	✖	
48	2018	Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC	2		✖	✖		✖			✖	✖	✖					✖		✖	✖	✖			
49	2019	Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia	3		✖		✖		✖	✖	✖		✖	✖	✖					✖	✖			✖	
50	2019	Simulación de contingencias basados en flujos dinámicos de potencia para sistemas eléctricos de transmisión	0	✖					✖	✖				✖	✖		✖	✖				✖	✖	✖	
51	2018	Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors	7	✖		✖		✖	✖							✖		✖	✖		✖	✖		✖	
CANTIDAD:				26	26	19	26	24	31	30	19	22	25	25	31	23	28	19	20	22	26	32	24	21	28

7.2 Resumen de Indicadores

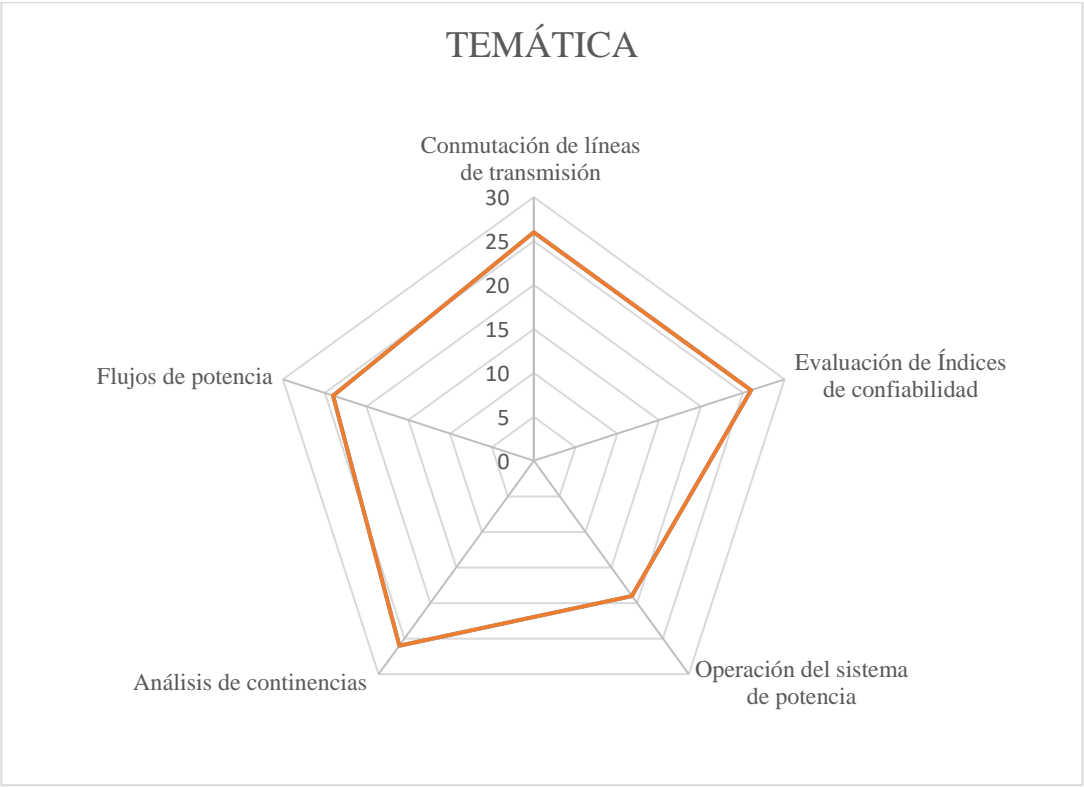


Figura 28. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

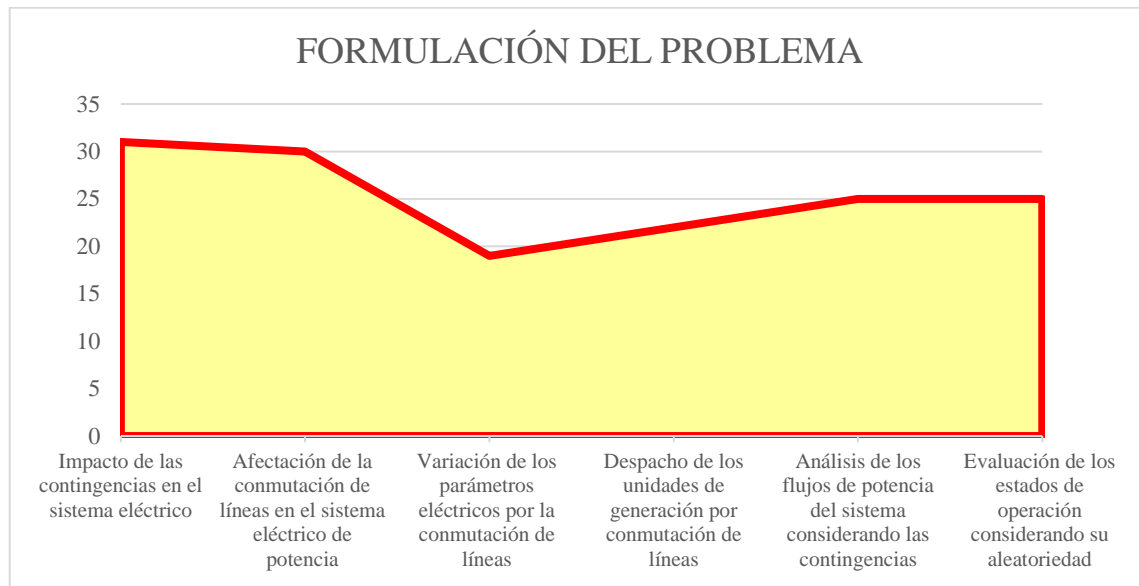


Figura 29. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

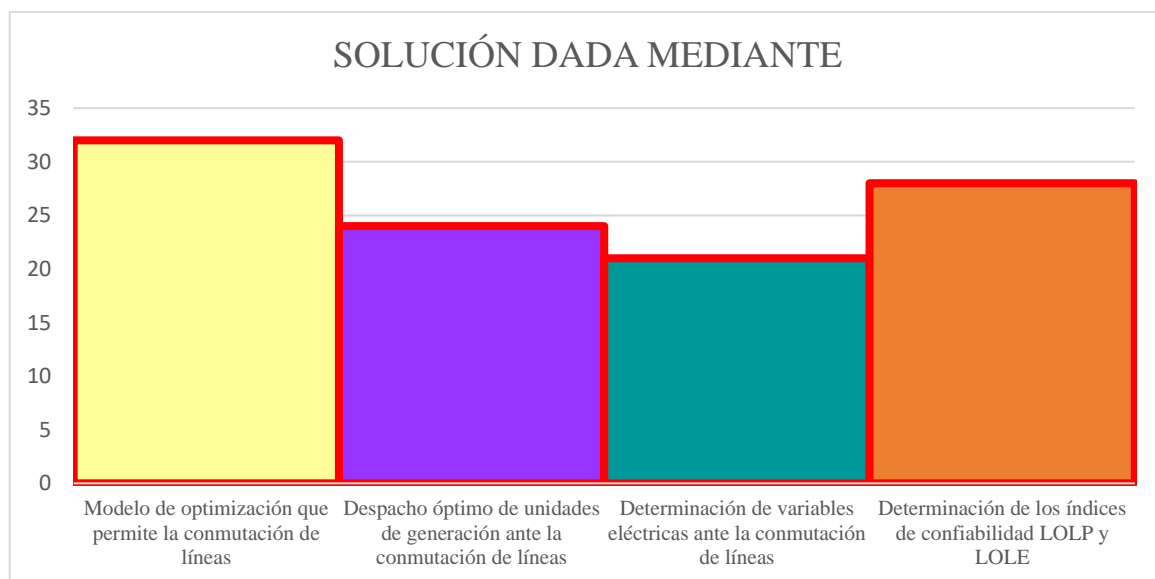


Figura 30. Indicador de solución - Estado del arte.